

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Школа ИШЭ

Направление подготовки 13.04.02 Электроэнергетика и электротехника

Отделение электроэнергетики и электротехники

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Создание системы электроснабжения на базе микроГЭС

УДК 621.31.031.621.311.21-022.53

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5АМ6К	Сучков Игорь Константинович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Муравлев Игорь Олегович	канд. техн. наук, доц.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Попова Светлана Николаевна	канд. экон. наук, доц.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Амелькович Юлия Александровна	канд. техн. наук, доц.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Обухов Сергей Геннадьевич	доктор. техн. наук,		

Томск – 2018 г.

«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
5АМ6К	Сучков Игорь Константинович

Институт	ЭНИН (ИШЭ)	Кафедра	ЭПП
Уровень образования	Магистр	Направление/специальность	Возобновляемые источники электроэнергии

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Капитальные вложения в проект: 3 000 000 руб.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	30 % премии 20% коэффициент доплат и надбавок 13% коэффициент дополнительный заработной платы 80% накладные расходы 1,3% районный коэффициент
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	30% отчисления на социальные нужды

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Предпроектный анализ FAST-анализ Анализ конкурентоспособности технического решения с позиции ресурсоэффективности (SWOT – анализ)
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Формирование плана и графика разработки : -определение структуры работ; - определение трудоемкости работ; - разработка графика Ганта. - построение сетевого графика
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Формирование бюджета затрат на научное исследование: - материальные затраты; -заработная плата (основная и дополнительная); - отчисления на социальные цели; - накладные расходы. Оценка срока окупаемости

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):
1. <i>Оценка конкурентоспособности технических решений</i> 2. <i>Диаграмма Исикавы</i> 3. <i>Матрица SWOT</i> 4. <i>График проведения и бюджет НИ</i>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Попова С.Н.	К.Э.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5AM6K	Сучков Игорь Константинович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ПРОЕКТА
СОЗДАНИЯ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ НА БАЗЕ МИКРО-ГЭС»

Студенту:

Группа	ФИО
5AM6K	Сучков Игорь Константинович

Институт	ИШЭ	Отделение	ЭСПП
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	Электроэнергетика и электротехника

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования – микро-ГЭС, предназначенная для снабжения электричеством производственные объекты, либо отдаленные неэлектрофицированные населенные пункты, посредством преобразования энергии воды в электричество. Основным компонентом микро-ГЭС являются гидроагрегат. Рабочая зона – это оперативный пункт управления, с которого персонал будет дистанционно осуществлять контроль работы микро-ГЭС.
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения. 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения. 1.3. Рекомендации по минимизации влияния.	1.1. В качестве вредных факторов выделены: Производственная санитария, воздух рабочей зоны, вентиляция, шум и вибрации, освещения. 1.2. В качестве опасных факторов выделены: Опасность электропоражения и пожаровзрывоопасность. 1.3. Приведены рекомендации по улучшению вредных и опасных факторов.
2. Экологическая безопасность: 2.1. Анализ воздействия объекта на окружающую среду. 2.2. Рекомендации по минимизации влияния на окружающую среду.	2.1. Воздействие на окружающую среду .
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: 3.1. Перечень возможных ЧС на объекте;	3.1. Возможные ЧС и мероприятия по предупреждению загораний(пожаров) и

3.2. Разработка превентивных мер по предупреждению ЧС и ликвидации их последствий.	электропоражений и мер по ликвидации их последствий.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: 4.1. Специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства. 4.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	4.1. Проведение инструктажей, использование трудового кодекса Российской Федерации ФЗ - №197, компоновка рабочей зоны
Перечень графического и инструктивного материалов:	
Обязательные графические материалы к расчётам по заданию	План эвакуации из здания

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Амелькович Юлия Александровна	К. Т. Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5АМ6К	Сучков Игорь Константинович		

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Школа ИШЭ

Направление подготовки 13.04.02 Электроэнергетика и электротехника

Отделение электроэнергетики и электротехники

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП
Обухов С.Г.

(Подпись) (Дата)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
5АМ6К	Сучков Игорь Константинович

Тема работы:

Создание системы электроснабжения на базе микроГЭС

Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

03.06.2018

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).

Годовой график потребления энергии
Суточный график потребления

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов

(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).

Обзор предметной области
Постановка задачи
Оценка энергоэффективности
Проектирование микроГЭС
Покупка и доставка оборудования
Математическое моделирование
Результаты работы

Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	Презентация в формате *.pptx на слайдах
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	канд. экон. наук, доц. Попова Светлана Николаевна
Социальная ответственность	канд. техн. наук, доц. Амелькович Юлия Александровна
Иностранная часть	канд. пед. наук, доц. Низкодубов Гавриил Анатольевич
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Аналитический обзор предметной области, постановка задач	
Оценка реусроэффективности	
Проектирование системы электроснабжения на основе микроГЭС	
Математическое моделирование в среде MatLAB	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	
hydropower plant design	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
---	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Муравлев Игорь Олегович	канд. техн. наук, доц.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5АМ6К	Сучков Игорь Константинович		

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Школа ИШЭ

Направление подготовки 13.04.02 Электроэнергетика и электротехника

Уровень образования Магистратура

Отделение электроэнергетики и электротехники

Период выполнения осенний/весенний семестр 2017/2018 учебного года

Форма представления работы:

Магистерская диссертация

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) /вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	Основная часть	75
	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
	Социальная ответственность	10

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Муравлев Игорь Олегович	канд. техн. наук, доц.		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Обухов Сергей Геннадьевич	доктор. техн. наук		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
Общепрофессиональные компетенции	
P1	Совершенствовать и развивать свой интеллектуальный и общекультурный уровень, добиваться нравственного и физического совершенствования своей личности, обучению новым методам исследования, к изменению научного и научно-производственного профиля своей профессиональной деятельности.
P2	Свободно пользоваться русским и иностранным языками как средством делового общения, способностью к активной социальной мобильности.
P3	Использовать на практике навыки и умения в организации научно-исследовательских и производственных работ, в управлении коллективом, использовать знания правовых и этических норм при оценке последствий своей профессиональной деятельности.
P4	Использовать представление о методологических основах научного познания и творчества, роли научной информации в развитии науки, готовностью вести работу с привлечением современных информационных технологий, синтезировать и критически резюмировать информацию.
Профессиональные компетенции	
P5	Применять углубленные естественнонаучные, математические, социально-экономические и профессиональные знания в междисциплинарном контексте в инновационной инженерной деятельности в области электроэнергетики и электротехники.
P6	Ставить и решать инновационные задачи инженерного анализа в области электроэнергетики и электротехники с использованием глубоких фундаментальных и специальных знаний, аналитических методов и сложных моделей в условиях неопределенности.
P7	Выполнять инженерные проекты с применением оригинальных методов проектирования для достижения новых результатов, обеспечивающих конкурентные

	преимущества электроэнергетического и электротехнического производства в условиях жестких экономических и экологических ограничений.
P8	Проводить инновационные инженерные исследования в области электроэнергетики и электротехники, включая критический анализ данных из мировых информационных ресурсов.
P9	Проводить технико-экономическое обоснование проектных решений; выполнять организационно-плановые расчеты по созданию или реорганизации производственных участков, планировать работу персонала и фондов оплаты труда; определять и обеспечивать эффективные режимы технологического процесса.
P10	Проводить монтажные, регулировочные, испытательные, наладочные работы электроэнергетического и электротехнического оборудования.
P11	Осваивать новое электроэнергетическое и электротехническое оборудование; проверять техническое состояние и остаточный ресурс оборудования и организовывать профилактический осмотр и текущий ремонт.
P12	Разрабатывать рабочую проектную и научно-техническую документацию в соответствии со стандартами, техническими условиями и другими нормативными документами; организовывать метрологическое обеспечение электроэнергетического и электротехнического оборудования; составлять оперативную документацию, предусмотренную правилами технической эксплуатации оборудования и организации работы.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа с.160, рис.40, табл.46, источников 75, прил 3.

Ключевые слова: ГЭС, МикроГЭС, ИБП, гидроагрегат, гидротурбина, переходные процессы, моделирование.

Объектом исследования является МикроГЭС.

Цель работы – оценить водный потенциал заданного района, спроектировать электрическую часть МикроГЭС, выполнить анализ и сделать вывод о целесообразности данного проекта, выполнить моделирование в программе MATLAB.

В результате исследования было выявлено, что объект обладает не высокими экономическими параметрами, но высокими эксплуатационными характеристиками

Область применения: электроэнергетика.

Экономическая эффективность/значимость работы: с экономической точки зрения проект эффективен и в него целесообразно инвестировать средства.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ, НОРМАТИВНЫЕ

ССЫЛКИ

КПД – сквозной КПД ВСУ, от набегающего ветра до клемм электрогенератора, или до количества накачанной в бак воды.

ЭП – электропотребитель.

ВИЭ – возобновляемые источники энергии.

ИБП – источник бесперебойного питания.

АКБ – аккумуляторные батареи.

ГЭС - гидроэлектростанция

Оглавление

РЕФЕРАТ	1
ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ, НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ.....	14
Введение.....	18
1. Анализ современного состояния электроэнергетики в Российской Федерации и обзор оборудования для ГЭС.....	19
1.1 Анализ современного состояния электроэнергетики в Российской Федерации.....	19
1.2 Обзор оборудования для ГЭС	21
1.2.1 Типы гидротурбин.....	21
1.2.2 Обзор контроллеров.....	26
1.2.3 Обзор аккумуляторных батарей	30
Вывод по главе 1.....	35
2. Оценка энергоэффективности.....	36
2.1 Географические данные объекта электроснабжения.	36
2.2 Электрификация объекта дизельными генераторами.	38
2.3 Графики нагрузки объекта электрификации.....	38
2.4 Выбор дизельной станции.....	39
2.5 Выбор дизельного генератора поселка Возмозеро.	41
2.6 Расчет потенциалов возобновляемых источников энергии.	41
2.6.1 Солнечный потенциал	41
2.6.2. Оценка ветрового потенциала.	46
2.6.3 Оценка водного потенциала.	51
Вывод по главе 2.....	55
3. Расчет микроГЭС.....	56
3.1 Расчет генерируемой мощности. Энергетический баланс.	56
3.2 Технико-экономический обоснованности реализации проекта.	57
3.3 Выбор основного оборудования электростанции и оптимизация.....	59
3.4 Конфигурация энергетического комплекса.	63

3.5 Экономический выбор оборудования.....	65
2.6 Место расположение и выбор кабеля.....	72
Вывод по главе 3.....	74
4. Математическое моделирование и оценка экономической эффективности.....	75
4.1 Моделирование в программной среде MATLAB SIMULINK	75
4.2 Схема электоснабжения, выбор сечения проводников и аппаратов защиты.	76
4.3 Экономическая эффективность.....	79
Вывод по главе 4.....	82
5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	83
5.1 Предпроектный анализ.....	83
5.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования	83
5.1.2 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	84
5.2 FAST-анализ	86
5.3 SWOT-анализ.....	89
5.4 Оценка готовности проекта к коммерциализации.....	90
5.5 Планирование научно-исследовательского проекта.....	94
5.6 Бюджет научного исследования	98
5.7 Срок окупаемости проекта	104
Вывод по главе 5.....	106
6. Социальная ответственность.....	106
6.1 Производственная безопасность	107
6.1.1 Анализ вредных факторов производственной среды	107
6.1.2 Производственная санитария.....	107
6.1.3 Воздух рабочей зоны	108
6.1.4 Вентиляция	109
6.1.5 Защита от шума и вибрации	109
6.1.6 Освещение	111

6.2 Анализ опасных факторов производственной среды.....	112
6.2.1 Электробезопасность.....	112
6.2.2 Защита от случайного прикосновения.....	113
6.2.3 Защитное заземление.....	114
6.2.4. Пожарная безопасность	116
6.3 Экологическая безопасность.....	119
6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	120
6.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности ...	122
Вывод по главе 6.....	123
Заключение.....	124
Литература.....	126
Приложение А	133
Приложение Б.....	159
Приложение В	160

Введение

В России на рынке генерации электроэнергии почти полностью занимает централизованная энергетика, состоящая из крупных электростанций и разветвлённой сети ЛЭП. Генерирование сосредоточено около непосредственно энергоресурсов, что вынуждает строить ЛЭП различной протяженности, как для крупных потребителей, так и для мелких. Также строительство сопровождается проблемами ландшафта и удаленность некоторых мелких потребителей на большом расстоянии, для которых нет смысла строить ЛЭП по экономическим соображениям. Необходимо решить проблему централизованной энергетике.

На данный момент самый оптимальный вариант – это распространение децентрализованной энергетике. Преимущества автономной энергетике: 1. Низкие потери, т.к. потребитель находится в непосредственной близости от источника. 2. Разгрузка текущих ЛЭП. 3. Повышение надежности электроснабжения, так как множество источников. Одно из перспективных направлений повышения энергоэффективности автономного электроснабжения являются использования возобновляемых источников энергии и оптимизация режимов работы энергетического оборудования. К малым ГЭС относятся и микроГЭС. Запасы гидроэнергетических ресурсов значительно превышают текущие энергетические потребности, но использование ее мало, около 2-3 процентов. Средняя мировая стоимость строительства малых ГЭС составляет от 1,5 до 2,5 тыс. долларов за 1 кВт установленной мощности. По прогнозам доля ГЭС должна достигнуть 4-5 процентов к 2030 году. Развитие этого направления в ВИЭ имеет долгосрочные преимущества. Использование не только крупных, но и малых рек приведет к развитию местности удаленных от энергосистемы. Малая энергетика не имеет недостатков многих крупных ГЭС, а также более экономически и экологически безопасна.

1. Анализ современного состояния электроэнергетики в Российской Федерации и обзор оборудования для ГЭС.

1.1 Анализ современного состояния электроэнергетики в Российской Федерации

Сегодня возобновляемые источники энергии (ВИЭ) привлекают все большее внимание, как простых людей, так и руководств многих государств, международных организаций. На заседаниях Большой восьмерки (двадцатки) в последнее время регулярно обсуждаются нарастающие проблемы энергетики и экологии, решение которых в мировом масштабе в будущем не представляется возможным без широкого использования экологически чистых ВИЭ.

Возобновляемые источники включают широкий спектр источников энергии и технологий их преобразования в полезные для человека виды (электричество, тепло, холод, печные и моторные топлива и т.п.). Большая часть ВИЭ имеют солнечное происхождение (само солнечное излучение, ветер, водные потоки, биомасса). К «не солнечным» относятся геотермальная энергия, морские приливы, сбросное тепло антропогенного происхождения и др.

Весной 2013 г. Россия запустила программу поддержки зеленой энергетики на оптовом рынке. Теперь к 2020 г. в стране может появиться около 1,5 ГВт солнечных станций, 3,6 ГВт ветряков и 900 МВт малых ГЭС: правительство гарантировало девелоперам возврат инвестиций в эти объекты.[1]

К возобновляемым источникам энергии (ВИЭ) относят солнце, ветер, воду (кроме крупных ГЭС), геотермальные источники, биотопливо, т. е. все источники, энергия которых считается неисчерпаемой.

Причин развивать возобновляемую энергетику как минимум две: экологическая безопасность и энергонезависимость. Очевидный плюс ВИЭ в том, что при достижении срока окупаемости вырабатываемая электроэнергия становится почти бесплатной. Минус - в нестабильной выработке, которую пока приходится резервировать традиционной генерацией. Правительствам (а чаще потребителям) приходится оплачивать работу газовых и угольных станций, для того чтобы те могли быстро загрузить энергоблоки в пасмурные или безветренные дни. Человечество идет по пути разработки накопителей энергии, которые могут решить эту проблему, но в промышленном масштабе эти решения пока не используются.

В 1892 г. на Алтае на реке Березовке заработала первая малая ГЭС в России. Воду к бревенчатому строению подвели по деревянным желобам от искусственного пруда у реки Топтушки, электричество вырабатывали четыре турбины мощностью 45 кВт каждая. С тех пор в России появились и другие малые ГЭС, в Советском Союзе завертелись первые ветряки, но упор страна сделала на развитие крупной генерации, реализовав сначала план ГОЭЛРО, а потом реформу РАО «ЕЭС России». [25]

Вопрос о серьезном развитии зеленой энергетики в России правительство поставило всего пару лет назад, да и то, как говорят участники рынка, не по собственной воле. Развитие рынка было выгодно Виктору Вексельбергу и Анатолию Чубайсу, для того чтобы окупить вложения в завод «Хевел» по производству солнечных модулей в Чувашии, уверены участники рынка. «Ренова» и «Роснано» инвестировали в строительство как минимум 14 млрд руб., писала Счетная палата (представитель «Реновы» это не комментирует, его коллега из «Роснано» не ответил на вопросы «Ведомостей»). Предполагалось, что завод будет введен в 2011 г., а мощность производства составят модули на 120 МВт в год. Но рынок сбыта был слишком мал (строить солнечные станции дорого и имеет смысл только в изолированных отдаленных энергосистемах, куда доставить традиционное

топливо еще дороже). Кроме того, инвесторам никто не запрещал покупать солнечные панели за рубежом.

Завод партнеры ввели летом, говорит представитель «Хевела». А меры поддержки для инвесторов в России появились за год до этого. Они гарантированы для 6 ГВт солнечной, ветряной генерации и малых ГЭС, которые инвесторы могут построить в 2014-2020 гг. при условии высокой локализации оборудования (см. врез). С учетом потенциала развития розничной зеленой энергетики ее доля к 2020 г. может достигнуть 13 ГВт, или 2,5% в объеме производства, решило правительство.

НП «Совет рынка» провело уже два конкурса, разыграв часть объемов на 2014-2018 гг. Стало окончательно ясно, что самые выгодные условия получили инвесторы в солнечную энергетику: из 1520 МВт до 2020 г. отобрано уже 904 МВт, а сгорело (не было востребовано) всего 85 МВт. В 2014 г. случился небывалый ажиотаж: НП «АТС» получило заявки на 785 МВт - в 1,5 раза выше плана, а в ходе конкуренции участники уронили цену некоторых объектов почти на 50%. [17]

Конкурсы привлекли даже иностранных инвесторов, в частности, крупный «заказ» в 175 МВт на солнечные станции получила «дочка» китайской Amur Sirius «Солар системс», которая уже в следующем году планирует начать строить в России завод по выпуску солнечных панелей. Крупнейший объем по итогам двух конкурсов у ГК «Энергия солнца» (435 МВт) (в ГК входят две компании, учредителями которых являются партнеры фонда Bright Capital), а также у «Авелар солар технолоджи» ГК «Ренова» (254 МВт).

1.2 Обзор оборудования для ГЭС

1.2.1 Типы гидротурбин

Типы гидротурбин можно разделить на две группы: активные и реактивные.

Активные (свободноструйные) турбины используют преимущественно кинетическую энергию струи воды свободно вытекающей из сопла.

Реактивные (напорноструйные) турбины используют преимущественно потенциальную часть энергии потока.

Простейшим типом гидротурбины активного типа является водяное колесо, приводимое в действие энергией потока воды.

Различают три основных вида водяного колеса для преобразования гидроэнергии в энергию вращательного движения:

1. Нория или подливное (нижнебойное) водяное колесо имеет коэффициент полезного действия до 35 %;
2. Среднебойное, коэффициент полезного действия до 75 %;
3. Наливное, коэффициент полезного действия до 85 %;[39]

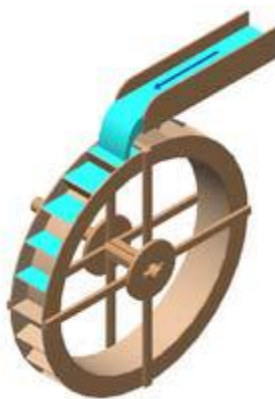


Рисунок 1 - Наливное водяное колесо

Из-за плохих массо-габаритных показателей и невысокого коэффициента полезного действия гидротурбины типа «водяное колесо» в современных станциях не применяются.

Принцип работы водяного колеса реализован в современной ковшовой турбине Пелтона. Турбина Пелтона принадлежит к типу импульсных турбин,

где имеющийся напор воды преобразуется в кинетическую энергию на внешнем диаметре колеса при атмосферном давлении. Практическое применение турбина Пелтона находит при высоте напора воды более 40 м. [7]

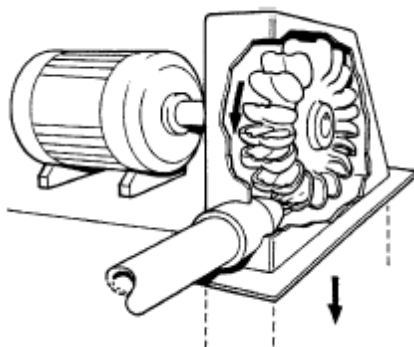


Рисунок 2 - Турбина Пелтона

Другим типом активных турбин является наклонно-струйная турбина (Тюрго) – Turgo, которая используется на высокие напоры от 30 до 400 м. [39]

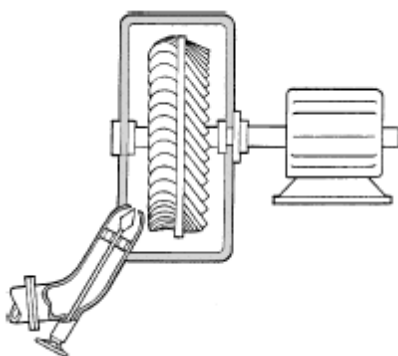


Рисунок 3 - Наклонно-струйная турбина Turgo

В начале 20-го века профессором Будапештского университета Донатом Банки была изобретена турбина поперечного сечения. Главной особенностью турбины «Банки» является двойное преобразование энергии, которое происходит во время «попадания» воды на лопасти на входе и выходе из полого ротора.

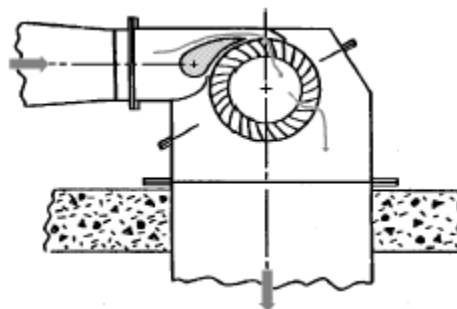


Рисунок 4 - турбина «Банки»

Использование двух рабочих фаз не обеспечивает никакого особенного преимущества за исключением того, что это очень эффективный и простой способ отвода воды из ротора. В современных микроГЭС турбины поперечно-струйного течения используются при напорах от 2 до 100 м.

При малых напорах воды в микроГЭС используют реактивные турбины пропеллерного типа, наиболее известной из которых является турбина Каплана

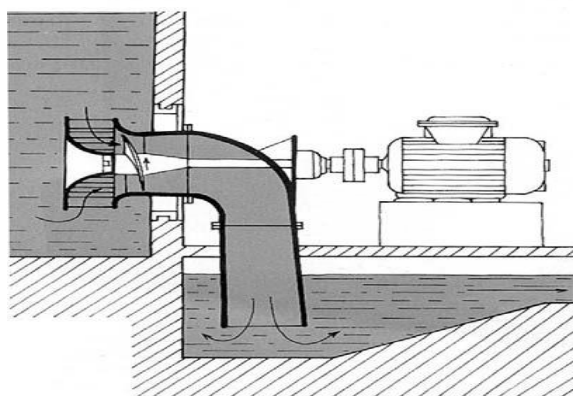


Рисунок 5 - Пропеллерная осевая турбина Каплана

В турбине Каплана вода попадает на направляющие лопасти, а затем течет вдоль оси винта (такой тип турбин еще называют осевыми). Важным достоинством турбины Каплана является высокая скорость вращения винта, которая вдвое больше скорости потока воды. Другой положительной особенностью этого типа турбин является возможность регулирования их производительности за счет изменения открытия направляющего аппарата и

поворота лопастей винта. Турбины Каплана применяют при напорах от 1 м до 30 м. [7]

При относительно больших напорах воды ($30 \div 250$ м) применяют другой тип реактивных турбин, получивших название турбины Френсиса. Рабочее колесо турбины Френсиса полностью погружено в воду, а давление и скорость воды уменьшаются в процессе ее прохождения через турбину. Вода течёт радиально по кольцевому каналу, который окружает рабочее колесо турбины, между неподвижными лопастями, направляющими поток воды. Рабочее колесо турбины имеет искривленные лопасти, на которые попадает вода. Направляющие лопасти устроены таким образом, что энергия потока воды эффективно трансформируется во вращательное движение рабочего колеса. Как и в турбине Каплана за счет изменения угла атаки направляющих лопастей можно регулировать производительность турбины Френсиса.

Стремление к максимальному упрощению конструкции станции и сокращению капитальных вложений в основное оборудование привели к тому, что в микроГЭС все большее распространение находят насосы, работающие в турбинном режиме. Большинство насосов могут работать в реверсивном режиме так же эффективно, как и турбины. Благодаря разнообразной номенклатуре насосов, выпускаемых отечественной промышленностью (напоры от 0 до нескольких сотен метров, расходы $0,02 \div 5$ м³/с), практически для любого водотока в месте установки конкретной микроГЭС можно подобрать серийный насос. При этом из-за крупносерийного производства насосов, его стоимость будет значительно ниже, чем гидротурбина с аналогичными техническими характеристиками. С точки зрения экономических затрат наиболее эффективны для применения в микроГЭС стандартные центробежные насосы, отличающиеся максимальной простотой и надежностью в эксплуатации. [39]

Основные ведущих российских фирм разработчиков и производителей оборудования для малой гидроэнергетики: научно-производственное объединение "РАНД", АО "ТЯЖМАШ", АОЗТ "МНТО ИНСЭТ" и др

1.2.2 Обзор контроллеров

В современных электростанциях, работающих на ВИЭ, для передачи выработанной электроэнергии рабочим аккумуляторам применяются разные схемы подключения источников тока. Они используют не одинаковые алгоритмы, созданы на основе микропроцессорных технологий, называются контроллерами. Электроэнергия, вырабатываемая ВИЭ, может передаваться накопительным аккумуляторным батареям:

1. напрямую, без использования коммутационных приборов и регулирующих устройств,
2. через контроллер.

При первом способе электрический ток от источника пойдет к аккумуляторам и начнет увеличивать напряжение на их клеммах. Вначале оно дойдет до определенного, предельного значения, зависящего от конструкции (типа) аккумуляторной батареи и окружающей температуры. На начальном этапе заряда схема работает нормально. А вот дальше начинаются крайне нежелательные процессы: продолжающееся поступление зарядного тока вызывает повышение напряжения сверх допустимых значений (порядка 14 В), возникает перезаряд с резким возрастанием температуры электролита, приводящей к его закипанию с интенсивным выбросом паров дистиллированной воды из элементов. Иногда вплоть до полного высыхания емкостей. Естественно, что ресурс аккумуляторной батареи резко снижается.[4]

Поэтому задачу ограничения зарядного тока решают контроллерами или вручную. Последний способ: постоянно контролировать по приборам величину напряжения и коммутировать переключатели руками такой неблагодарный, что существует только в теории.

Алгоритмы работы контроллеров заряда

По сложности способа ограничения предельного напряжения приборы изготавливают по принципам:

1. Откл/Вкл (или On/Off), когда схема просто коммутирует аккумуляторы к зарядному устройству по величине напряжения на клеммах,
2. широтно-импульсных (ШИМ) преобразований,
3. сканирования точки максимальной мощности.

Принцип №1: Схема Откл/Вкл

Это наиболее простой, но самый ненадежный метод. Его главный недостаток в том, что при возрастании напряжения на клеммах аккумуляторной батареи до предельного значения полного заряда емкости не происходит. Она доходит в этом случае примерно до 90% номинального значения.

У аккумуляторов постоянно происходит регулярный недобор энергии, который значительно снижает срок их эксплуатации.

Принцип №2: Схема ШИМ контроллеров

Сокращенное обозначение этих устройств на английском языке: PWM. Они выпускаются на основе конструкций микросхем. Их задачей является управление силовым блоком для регулирования напряжения на его входе в заданном диапазоне с помощью сигналов обратной связи.

PWM контроллеры дополнительно могут:

учитывать температуру электролита встроенным либо выносным датчиком (последний способ точнее),

создавать температурные компенсации зарядным напряжениям,

настраиваться под определенный тип аккумуляторов (GEL, AGM, жидко-кислотные) с разными показателями графиков напряжений в одинаковых точках.

Увеличение функций PWM контроллеров повышает их стоимость и надежность работы.

Принцип №3: сканирование точки максимальной мощности

Такие устройства обозначают английскими буквами MPPT. Они тоже работают по способу широтно-импульсных преобразователей, но предельно точны потому, что учитывают наибольшую величину мощности, которую способны отдать солнечные батареи. Это значение всегда точно определяется и вносится в документацию.

Например, для гелиобатарей 12 В точка отдачи максимальной мощности составляет порядка 17,5 В. Обыкновенный PWM контроллер прекратит заряд аккумуляторной батареи при достижении напряжения 14 - 14,5 В, а работающий по технологии MPPT — позволит дополнительно использовать ресурс солнечных батарей до 17,5 В.

Таким способом MPPT контроллеры, используя широтно-импульсные преобразования во всех циклах заряда аккумуляторов, увеличивают отдачу солнечной батареи. В зависимости от разных факторов экономия может составлять 10 - 30%. При этом ток выхода из аккумулятора будет превышать ток входа в него из солнечной батареи.[5]

Основные параметры контроллеров заряда

При выборе контроллера для ВИЭ кроме знания принципов его работы следует обратить внимание на условия, для которых он разработан.

Главными показателями приборов являются:

- значение входного напряжения,
- величина суммарной мощности солнечной энергии,
- характер подключаемой нагрузки.

Напряжение ВИЭ

На контроллер может подаваться напряжение от одной или нескольких источников ВИЭ, соединенных по разным схемам. Для правильной работы прибора важно, чтобы суммарная величина подаваемого на него напряжения с учетом холостого хода источника не превышала предельной величины, указанной производителем в технической документации.

При этом следует сделать запас (резерв) $\geq 20\%$ из-за ряда факторов.

Преимущество использования ШИМ контроллеров в данной работе.

Гелевая аккумуляторная батарея полностью герметична. Она задумана как необслуживаемая модель. В самом деле, гель ведь нельзя вылить или дозалить. Такая батарея вынослива физически, может работать в любом положении. Однако её слабое место – это перезаряд. Не смотря на то, что такие батареи могут выдерживать примерно 700 полных циклов заряд-разряд, что в десятки раз превышает показатель традиционных свинцово-кислотных батарей, они очень боятся перезаряда и высоких напряжений в процессе зарядки. Самое главное правило при их зарядке – зарядное напряжение не должно превышать пороговое. Производители в инструкции к таким батареям указывают пороговое напряжение, оно составляет 14,2-14,4 В. Гелевые батареи могут очень долго храниться, будучи полностью разряженными в ноль. Такие батареи могут храниться при минусовых температурах. Но при перезаряде, при высоком зарядном напряжении гелевый электролит начинает обильно выделять газ, который уже не абсорбируется в таких объемах обратно.

В обычном режиме гелевая батарея практически не выделяет газ, так как густая консистенция электролита просто не позволяет газу выйти наружу. Из-за этого полезного свойства такие батареи можно применять практически где угодно. Их можно ставить в квартире, в салоне автомобиля, и не опасаться, что они токсичны, либо что при разломе корпуса все зальет

электролитом. Нет, даже при сквозном пробое корпуса такая батарея может продолжать работать. Однако если подать на клеммы напряжение, скажем, 15 В, то весь этот гель начнет быстро отслаиваться от пластин, и может отойти настолько, что назад просто уже не вернется и батарея не будет отдавать ток чисто физически.[5]

Простейшие контроллеры просто отключают источник энергии (солнечную батарею) при достижении напряжения на аккумуляторной батарее примерно 14,4 В (для АБ номинальным напряжением 12В). При снижении напряжения на АБ до примерно 12,5-13 В снова подключается солнечная батарея и заряд возобновляется. При этом максимальный уровень заряженности АБ при этом составляет 60-70%. При регулярном недозаряде происходит сульфатация пластин и резкое сокращение срока службы АБ.

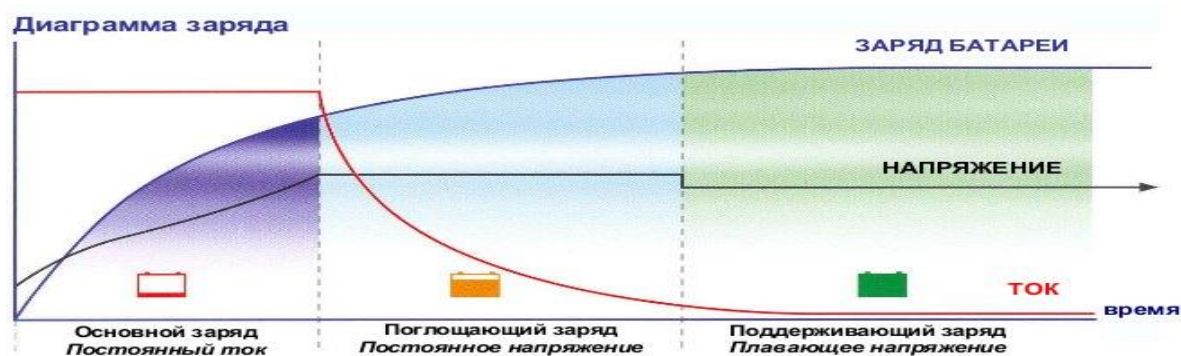


Рисунок 6 - Стадии заряда аккумулятора

1.2.3 Обзор аккумуляторных батарей

Технология AGM

В отличие от гелевых технологий, в этой технологии в качестве сепаратора для удержания электролита используются пластины из сверхтонких стеклянных волокон, образующих неоднородную пористую систему, между которыми циркулируют электролит и газы. Причем электролит связывается в мелких порах сепаратора за счет капиллярного эффекта, а газ блуждает через более крупные поры по объему батареи. При первичном заполнении аккумулятора количество электролита дозируется

таким образом, чтобы заполнить только мелкие поры, что дополнительно сокращает расход электролита.

Конструктивно сепаратор может выполняться в виде пластин и спирали. Спиральная технология запатентована компанией Johnson Controls и может применяться только в серии Optima. Такие блоки выпускаются только в Америке.

У спиральных аккумуляторов с технологией AGM увеличена площадь сепаратора, что позволяет получать от такой батареи большие кратковременные токи и меньшее время заряда. [6]

Однако, такие батареи имеют меньшую удельную емкость за счет большего соотношения объем/электрическая емкость.



Рисунок 7 - Преимущества AGM аккумуляторов и технологии

- Аккумуляторные батареи с такой технологией не требуют обслуживания в течение всего срока службы за счет полной герметизации при изготовлении.
- Клапанная регулировка и герметичность исключают утечку электролита и коррозию контактов, причем батарея сохраняет работоспособность даже при повреждениях корпуса.
- Герметичность корпуса обеспечивает возможность эксплуатации батареи в любом –положении. Однако, не рекомендуется ставить батарею вверх дном, т.к. регулировочные клапаны оказываются снизу.

- Соблюдение рекомендуемого режима заряда батареи делает процесс подзарядки безопасным и исключает выделение кислотных испарений и возможность взрыва.

- Батареи сохраняют работоспособность в широком диапазоне температур выше 30 °С. Из-за кристаллизации электролита при меньших температурах происходит разрушение контактных поверхностей электродов, что сокращает срок службы и емкость батареи.

- Батареи сохраняют рабочие характеристики при длительной эксплуатации в условиях сильной вибрации, что характерно для авто и железнодорожного транспорта.

- Важнейшим преимуществом батарей с технологией AGM считается стойкость к глубокой разрядке. Это обеспечивается за счет более плотной упаковки сепараторов и электродов, удержания электролита в порах сепаратора и отсутствия испарения электролита и, как следствие, окисления поверхности электродов.

Недостатки батарей с технологией AGM

Поскольку в качестве электролита используется кислотный раствор, то для батарей присущи все недостатки обычных кислотно-свинцовых аккумуляторов:

- большая масса батареи, экологическая вредность за счет использования кислоты и свинца;

- ограниченное число циклов полный заряд/разряд - от 100 до 4000 (зависит от типа батареи);

- чувствительность к перенапряжению при зарядке связана с меньшим объемом электролита, чем в обычных батареях, поэтому необходимо соблюдать режим заряда АКБ и правильно подбирать зарядное устройство.[6]

Таблица 1 – сравнение показателей батарей

Показатель	Гелевые	AGM
Циклический ресурс	В 2-3 раза выше, чем у AGM (около 600 циклов) за счет вязкого электролита. Пластины остаются покрытыми им во время глубокого разряда, поэтому меньше подвержены коррозии.	Около 300 циклов заряд-разряд
Заряд	Очень требовательны к точности заряда, его превышение может привести к вспучиванию батареи.	Не так критичны к заряду, превышение напряжения также может привести к кипению и вздутию батареи
Саморазряд	Величина саморазряда небольшая, поэтому подходят для применения там, где разряд происходит малыми токами в течение долгого периода	Саморазряд интенсивнее, чем у гелевых
Перегрев	Перегрев может произойти взрыв батареи.	Перегрев не так критичен, но тоже опасен.

Глубокий разряд	Хорошо выдерживают глубокий разряд.	Желательна эксплуатация при глубине разряда не более 30%.
Пусковой и максимальный ток	Неспособны дать большие токовые величины, особенно стартовые, из-за внутреннего сопротивления.	Пусковые токи больше.
Короткие замыкания	Очень чувствительна к коротким замыканиям.	Менее чувствительна.
Эксплуатация	В любом положении, кроме "вверх дном", мелкие повреждения корпуса не происходит утечку электролита, за счет вязкости последнего.	В любом положении, кроме "вверх дном".

Кроме того, такая конструкция позволила улучшить качественные характеристики гелевых аккумуляторов, а именно, число циклов разряда и устойчивость к глубоким (100%) разрядам. И если их номинальный срок службы не отличается от срока службы аккумуляторных батарей технологии AGM и здесь также существуют модели с 5-и и 10-и летним сроком, то количество циклов типичной гелевой батареи в среднем на 50% выше. Типичная модель технологии GEL способна выдерживать до 350 циклов разряда с глубиной 100%, до 550 — с глубиной 50% и до 1200 — с глубиной 30%.

Немаловажной особенностью гелевых аккумуляторов является их устойчивость к глубоким разрядам. В связи с особенностями конструкции, описанными выше, они менее подвержены сульфатации, чем AGM, и могут без ущерба емкости оставаться в полностью разряженном состоянии несколько дней. Поэтому, если Вы планируете разряжать батарею до 100% и

у Вас не будет возможности сразу ее зарядить, то лучше отдать предпочтение гелевой модели.[6]

Вывод по главе 1

1. Проведен анализ современного состояния электроэнергетики в Российской Федерации, и выявлены направления ее развития, и цели поставленные государством в этой области.
2. Сделан анализ оборудования для микроГЭС. Определены плюсы и минусы оборудования.
3. Проведен анализ оборудования и оценка его эффективности.

2. Оценка энергоэффективности.

2.1 Географические данные объекта электроснабжения.

Вожмозеро — посёлок в составе Валдайского сельского поселения Сегежского района Республики Карелия.

Численность 24 человек.

В качестве объекта проектирования предлагается автономная система электроснабжения поселка Вожмозеро. [16]





Посёлок	
Вожмозеро	
Страна	Россия
Субъект Федерации	Республика Карелия
Муниципальный район	Сегежский
Сельское поселение	Валдайское
Координаты	 63°18'53" с. ш. 35°48'54" в. д. Н Г Я О
Население	 24 ^[1] человека (2013)
Часовой пояс	UTC+3
Почтовый индекс	186434
Код ОКАТО	86 245 000 006 
Код ОКТМО	86 645 411 111 

Рисунок 8 - Географические данные поселка Вожмозеро

Поселок Вожмозеро электрифицирован одним дизельным генератором. Каждая дизельная электростанция – это сложнейшая конструкция. Обычно они оснащаются электростартером, поскольку ручной стартдизель-генератора достаточно тяжел, а также мощной системой воздушного или жидкостного охлаждения. Кроме того, дизельные генераторы часто оснащаются системой турбонаддува, который позволяет существенно снизить расход топлива. Специальная система шумопоглощения убирает

излишний шум, а топливная система сконструирована таким образом, чтобы обеспечить надежный запас топлива на случай аварийного запуска.

Различают стационарные и портативные дизель-генераторы. Портативные рассчитаны в среднем на 4000 часов, а стационарные – на 40 000 моточасов. Естественно стационарные отличаются большим размером и ценой, но, в тоже время, и большей надежностью и долговечностью. Кроме того, выпускаются модификации дизельных генераторов с учетом климатических условий, в которых они будут использоваться: тропические, северные и морские дизель генераторы.

«Плюсы» дизельных генераторов. Данный вид электростанций рассчитан на круглосуточную работу и интенсивную эксплуатацию в течении долгих лет. Они надежны, стабильно функционируют и отличаются низкой пожароопасность. Важно отметить, что дизельные генераторы вырабатывают электрическую энергию высокого качества. Так, перепады напряжения составляют всего 1%, а частота тока – 2,5%.

Дизельное топливо заметно дешевле, чем бензиновое, а доступность и безопасность доставки на порядок выше, чем у газовых генераторов. Что касается КПД, то он достаточно высок: 0,39%-0,47% у дизельных генераторов без утилизации теплоты и 0,70%-0,80% - у генераторов с утилизацией теплоты, а это значит, что себестоимость электроэнергии достаточно низка и дизельный генератор быстро окупается.[38]

«Минусы» дизельных генераторов. Основной недостаток дизельных генераторов – это низкая экологичность и повышенный уровень шума по сравнению с бензиновыми генераторами. Хотя, излишний шумовой фон легко корректируется, достаточно оборудовать генератор специальным защитным кожухом и шум практически исчезнет. Кроме того, стоимость дизелей достаточно высока, но этот недостаток относителен, поскольку все зависит от загруженности генератора – чем загруженность выше, тем быстрее он окупается.

Применение дизельного генератора. Дизельные генераторы – оптимальный выбор для организации резервного или параллельного питания при частых перебоях с электричеством или недостаточной мощности. Также их используют в качестве основного источника энергии при невозможности подключения мощностей централизованной электросети.

2.2 Электрификация объекта дизельными генераторами.

Вожмозеро, электростанция			
ТИП ДГУ	генератор	мощность, кВт (кВА)	статус
SDMO Pacific, Год выпуска – 2012	LAS43	12	В эксплуатации, Отработано – 10213 м/ч

Рисунок 9 - Данные о дизельном генераторе, установленных в поселке

Электроснабжение п.Вожмозеро осуществляется от дизельной электростанции установленной мощностью 12 кВт.

Потребителями являются частные дома в которых проживает 24 человек Плановый тариф на электроэнергию за 2015 год составляет 32,70 рублей за кВт/ч .Среднегодовая потребляемая мощность 18 кВт, годовой коэффициент использования установленной мощности составляет 45%. В данной работе мы узнаем эффективно ли использовать возобновляемые источники энергии в данном поселке. Географическое расположение п. Вожмозеро имеет координаты 63 градусов 18 минут 53 секунд северной широты , 35 градусов и 48 минут 54 секунд восточной долготы. [15]

2.3 Графики нагрузки объекта электрификации

В качестве построения годового графика нагрузки был взят ежемесячная

реализация э/э потребителям в 2014 году.[15]

Таблица 2 – годовое потребление э/э

Нас. Пункт	янв	фев	март	апр	май	июнь
Вожмозеро	1095	1038	903	838	940	620
	июль	авг	сент	окт	ноя	дек
	624	589	899	922	1114	1161



Рисунок 10 - График помесячного энергопотребления

2.4 Выбор дизельной станции

Дизельные электростанции в гибритных системах электроснабжения выполняют важнейшие функции гарантированного источника питания. Кроме того, в зависимости от структуры ветро-дизельного, или фото-дизельного комплекса, он может выполнять буферные функции, компенсируя пульсаций мощности ВЭС и ФЭС.

Исходя из необходимости обеспечения потребителей электроэнергией в любых ситуациях выбор числа и мощности дизель-генераторов следует проводить с учетом следующих требований:

1. Суммарная мощность агрегатов должна быть на 25% больше суточного максимума нагрузки: $P_{\text{сум}} > 1,25P_{\text{max}}$

2. Для удобства обслуживания, желательно выбирать ДЭС одинакового типоразмера.

3. Загрузка дизель-генераторов должна находиться в пределах 25-80% относительно номинальной.

4. Количество дизельных электроагрегатов должно быть избыточным для обеспечения возможности вывода из работы агрегатов для сервисного обслуживания, текущего и капитального ремонтов.

5. Условие эксплуатации дизельных электростанций должны соответствовать климатическим характеристикам местности. [4]

Для анализа технико-экономических показателей ДЭС необходимо оценивать зависимость расхода топлива дизель-генератора от степени его загрузки. На основе линеаризации расходных характеристик дизельного двигателя можно использовать приближенную формулу для определения удельного расхода топлива на генерирование 1 кВтч электроэнергии

$$G_1 = K_{xx} + (1 - K_{xx})G_n \frac{P_1}{P_k}$$

Где G_1 , G_n – фактический и номинальный расход топлива (для большинства двигателей мощностью десятки-сотни кВт $G_n=230-250\text{г/кВтч}$) ;

P_1, P_n – фактическая и номинальная мощность ДЭС; K_{xx} – коэффициент характеризующий топливо потребление дизеля на холостом ходу (0,3).

Зная удельное потребление дизеля для соответствующего режима загрузки и объем произведенной электроэнергии можно определить количество израсходованного топлива за рассматриваемый период времени

$$Q_T = G_1 W$$

Где W – энергия приведенная за день, месяц, год.

2.5 Выбор дизельного генератора поселка Вожмозеро.

Так как на сегодняшний день установленные дизельные генераторы достаточно устаревшие, данный курсовой проект подразумевает обновление дизельной электростанции с высокоэффективными энергетическими показателями.

В поселке Вожмозеро проживает 24 человек и электропотребление в зимний период достигает 9 кВт, а в летний 8 кВт, так как дизельная станция должна иметь номинальную мощность большую на 25% от максимальной нагрузки, то установленный ДЭУ подходит по всем характеристикам, связано это с тем, что численность населения относительно мощностей ДЭУ не сильно менялось с годами. [6]

2.6 Расчет потенциалов возобновляемых источников энергии.

2.6.1 Солнечный потенциал

Проведем исследование солнечной инсоляции на территории поселка.

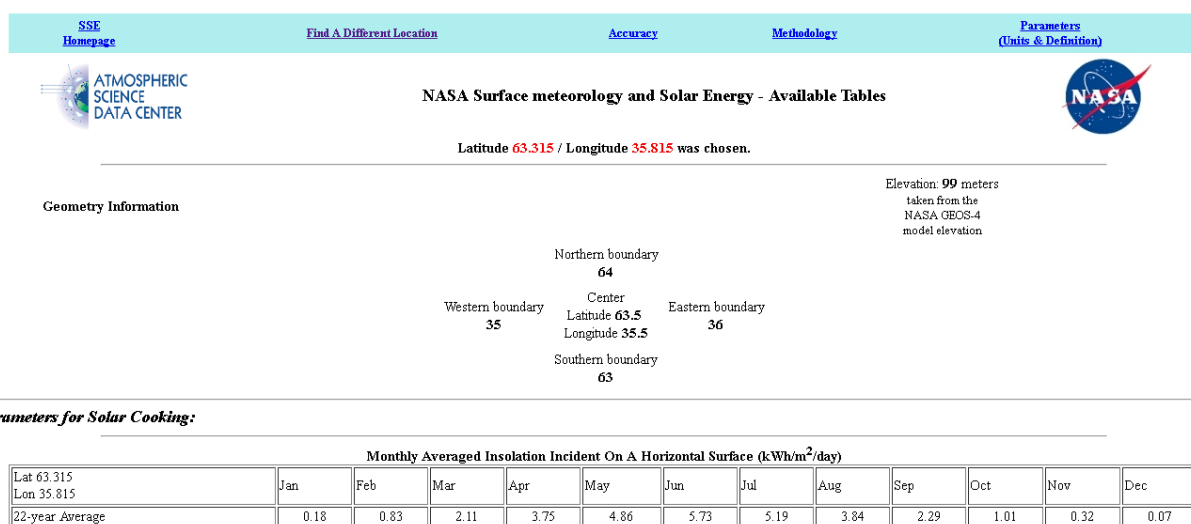


Рисунок 11 – дневная инсоляция

Основная энергетическая характеристика солнечного излучения: дневная, месячная, годовая сумма солнечной радиации на горизонтальную площадку в условиях реальной облачности. Данную информацию, мы получим с помощью базы данных NASA, где имеются данные метеонаблюдений за длительный период времени в таблице 3.[26]

Таблица 3 - Среднедневные и среднемесячные сумму солнечной радиации для каждого месяца

Месяц	Ян в.	Фе в.	Ма рт	Апре ль	Ма й	Ию нь	Ию ль	Ав г.	Сен т.	Ок т.	Ноя б.	Де к.
Дневна я сумма солнечн ой радиаци и кВтч/м ²	0,1 8	0,8 3	2,11	3,75	4,8 6	5,73	5,19	3,8 4	2,29	1,0 1	0,32	0,0 7

Месячн ая сумма солнеч ной радиац ии кВтч/ м ²	5,5 8	23, 24	65, 41	112, 50	150, 66	171, 90	160, 89	119, 04	68, 70	31, 31	9,6 0	2,1 7
---	----------	-----------	-----------	------------	------------	------------	------------	------------	-----------	-----------	----------	----------

Для расчета потенциала выберем монокристаллическую солнечную панель (СП). Характеристики выбранной панели приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Технические характеристики модуля Exmork ФСМ-360М

Р _{мод} , Вт	U _н , В	Размеры, мм			S _м , м ²	КПД, %	Масса, кг	Цена, тыс. руб.
		Д	Ш	В				
360	24	1956	992	50	1,94	18,9	23,2	16,000

По данным о суммарной солнечной радиации и мощность выбранной СП, рассчитаем, какое количество энергии будет вырабатываться одним таким модулем в данном регионе за каждый месяц по следующей формуле[3]:

$$W_m = S_m \cdot E \cdot k \cdot \eta, \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

где S_m – площадь СП, м²;

E – значение инсоляции за выбранный период, кВтч/м²;

η – КПД СП;

k – коэффициент, учитывающий поправку на потери мощности солнечных элементов при нагреве на солнце, а также наклонное падение лучей на поверхность модулей в течении года.

Величина k принимается равной 0,5 летом и 0,7 в зимний период. Разница в его значении летом и зимой обусловлена меньшим нагревом элементов в зимний период[3].

$$W_m = S_m \cdot E \cdot k \cdot \eta = 1,94 \cdot 13,64 \cdot 0,7 \cdot 0,189 = 3,501 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Требуемое количество СП для покрытия полной потребности в электрической энергии за месяц найдем по следующей формуле[3]:

$$N = \frac{W_{номп}}{W_m}, \text{ шт};$$

где $W_{номп}$ – месячное потребление ЭЭ, кВт·ч,

W_m – мощность, которую выработают панели за месяц.

$$N = \frac{W_{номп}}{W_m} = \frac{38130}{3,501} = 10891,58 \text{ шт}.$$

Общая требуемая площадь панелей определяется по формуле[3]:

$$S_{треб} = N \cdot S_m = 10891,58 \cdot 1,94 = 21129,66 \text{ м}^2.$$

Результаты всех вышеприведенных расчетов сведены в таблицу 5.

Таблица 5 – Расчетные данные

Месячная инсоляция на горизонтальную поверхность, кВт·ч/м ²	W _{потр} , кВт·ч	W _м , кВт·ч	k	η	S _м , м ²	N, шт	S _{треб} , м ²
5,58	1095,00	1,43	0,70	0,19	1,94	764,57	1483,27
23,24	1038,00	5,96	0,70			174,02	337,60

Продолжение таблицы 5

65,41	903,00	14,39	0,60			62,75	121,74
112,50	838,00	24,75	0,60			33,86	65,69
150,66	940,00	33,14	0,60			28,36	55,02
171,90	620,00	31,51	0,50			19,67	38,17
160,89	624,00	29,50	0,50			21,16	41,04
119,04	589,00	21,82	0,50			26,99	52,36
68,70	899,00	15,11	0,60			59,48	115,40
31,31	922,00	6,89	0,60			133,85	259,68
9,60	1114,00	2,11	0,60			527,47	1023,30
2,17	1161,00	0,56	0,70			2084,54	4044,01
-	10743	-	-			-	-

Количество выбранных СП в таблице 5 округлено до ближайшего большего целого значения.

Приблизительная стоимость ФЭС определяется следующим образом[3]:

$$C_{\text{ФЭС}} = \frac{C_{\text{ФП}} \cdot n \cdot 100}{30 \div 40}, \text{ тыс.руб.}$$

где $C_{\text{ФП}}$ – стоимость одной солнечной панели, тыс. руб.;

n – количество солнечных панелей, шт;

$30 \div 40$ – доля стоимости фотоэлектрических панелей в общей стоимости оборудования ФЭС, % (величина принята из статистических данных, сравнительных цен на фотоэлектрические панели и общей стоимости оборудования фотоэлектростанций).[1]

$$C_{\text{ФЭС}} = \frac{16,0 \cdot 2084,54 \cdot 100}{40} = 83381,7 \text{ тыс.руб.}$$

2.6.1.1. Солнечный потенциал при использовании 64 солнечных панелей.

Приблизительная стоимость ФЭС определяется следующим образом[3]:

$$C_{\text{ФЭС}} = \frac{C_{\text{ФП}} \cdot n \cdot 100}{30 \div 40}, \text{ тыс.руб.}$$

где $C_{\text{ФП}}$ – стоимость одной солнечной панели, тыс. руб.;

n – количество солнечных панелей, шт;

$30 \div 40$ – доля стоимости фотоэлектрических панелей в общей стоимости оборудования ФЭС, % (величина принята из статистических данных, сравнительных цен на фотоэлектрические панели и общей стоимости оборудования фотоэлектростанций).

$$C_{\text{ФЭС}} = \frac{16,0 \cdot 64 \cdot 100}{40} = 2560,7 \text{ тыс.руб.}$$

2.6.2. Оценка ветрового потенциала.

Ветроэнергетический потенциал определяется как полная энергия ветрового потока какой-либо местности на определенной высоте над поверхностью земли.

Энергия ветра характеризуется скоростью, являющейся случайной переменной в пространстве и времени. Поэтому, энергетические характеристики ветра представляются вероятностным описанием случайного процесса изменения ветроэнергетического потенциала. Основой вероятностного подхода является дискретизация временного процесса, позволяющая считать независимыми и постоянными все определяемые параметры на интервале дискретизации. В качестве временных интервалов стационарности обычно используется час, сутки, сезон, год. Совокупность

аэрологических и энергетических характеристик ветра объединяется в ветроэнергетический кадастр региона. Основными характеристиками ветроэнергетического кадастра являются:

- среднегодовая скорость ветра, годовой и суточный ход ветра;
- повторяемость скоростей, типы и параметры функций распределения скоростей ветра;
- вертикальный профиль средней скорости ветра;
- удельная мощность и удельная энергия ветра;
- ветроэнергетические ресурсы региона.

Для получения достоверных данных о средних скоростях ветра территории необходимо использовать значительные объемы измерений в течение достаточно длительного времени. В литературе [30] приводятся рекомендации о целесообразности 10-летних объемов выборки наблюдений.

Среднегодовая скорость ветра определяется как среднеарифметическое значение, полученное в результате измерений скорости через равные промежутки времени в течение заданного периода: сутки, месяц, год, несколько лет[3]:

$$V_{cp} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n V_i$$

где V_i - скорость ветра в интервале измерения I ; n - количество интервалов измерений.

Для численной оценки разброса скоростей ветра от среднего значения используется коэффициент вариации средних скоростей, который определяется выражением[3]:

$$C_v = \frac{S_v}{V_{cp}}$$

где среднеквадратичное отклонение текущей скорости ветра от среднего значения; $V_{\text{Ср}}$ - средняя скорость ветра за исследуемый период времени.

Средняя скорость ветра служит ориентировочным показателем, характеризующим возможность применения ветроэлектростанций в данной местности. Критериями служит значение скоростей ветра при которых современные ветроустановки начинают вращаться и развивают свою номинальную мощность.

Известно, что скорость ветра по мере удаления от подстилающей поверхности возрастает и воздушный поток становится более устойчивым. Степень увеличения скорости ветра с высотой сильно зависит от шероховатости подстилающей поверхности. Для различных типов поверхности высота шероховатости Z_0 может быть определена, как высота, на которой скорость ветра равна 0.

Значение Z_0 для различных типов поверхностей приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Значение Z_0 для различных типов поверхности

Тип поверхности	Характеристика	Z_0 , м
Ровная	Пляж, лед, снежные пейзажи	0,005
Открытая	Низкая трава, аэропорт, убранные поля	0,03
Шероховатая	Поля с высокими культурами, деревья, леса, сады	0,25
Очень шероховатая	Леса, сады	0,5
Закрытые	Деревни, окрестности города	1
Города	Центр городов, открытые поверхности в лесах	2

Эти значения шероховатостей можно использовать в формуле, отражающей логарифмическую зависимость скорости ветра V_n от высоты H [3]:

$$V_n = V_\phi \ln(H / Z_0) / \ln(H_\phi / Z_0)$$

где H_ϕ - высота флюгера, принимаемая 10 м, V_ϕ - скорость ветра на высоте флюгера.

Формула может быть использована для территорий, где нет больших холмов или других больших препятствий на расстоянии от 1 до 2 км от ВЭУ.

Важный энергетический показатель «Повторяемость различных градаций скорости ветра» можно рассматривать как процент времени, в течение которого наблюдалась та или иная градация скорости ветра. Повторяемость скорости ветра по градациям представляет собой временную характеристику скорости ветра. Эта характеристика важна для ветроэнергетических расчетов, связанных с оценкой интервалов времени работы ветроэлектростанции при различных скоростях ветра. В качестве примера распределения ветрового потенциала в течение года по градациям в таблице 3 приведены данные метеостанции Александровское Томской области. В силу заметных сезонных изменений скоростей ветра целесообразно в качестве интервала дискретизации ветрогенерации выбирать месяц. Тогда среднее значение распределения месячного ветрового потенциала определяется обработкой данных ежедневных наблюдений на ближайшей метеостанции.

Кроме эмпирических зависимостей типа данных табл. 7, для описания характеристик скоростей ветра используются некоторые модельные функции, описывающие распределение случайных значений скоростей ветра V . Чаще всего используются функции распределения Вейбула.

Таблица 7 - Повторяемость (%) различных градаций скорости ветра

Скорос ть Ветра , м/с ²	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII I	IX	X	XI	XII	Го д
Напас													
0-1	28, 9	28, 3	26, 5	23, 1	16,4	20,5	30, 7	28, 3	23, 6	19, 5	19, 2	28, 0	24, 4
2-3	33, 6	33, 1	32, 0	31, 0	31,0	31,8	36, 0	26, 6	36, 3	33, 2	32, 0	34, 5	33, 4
4-5	22, 8	23, 9	25, 4	27, 3	31,4	31,4	22, 4	23, 6	26, 0	30, 1	28, 3	23, 6	26, 3
6-7	10, 4	10, 4	11, 4	12, 7	12,7	14,2	7,8	8,0	9,6	12, 1	14, 2	10, 4	11, 1
8-9	3,6	3,7	3,7	4,3	5,4	6,2	2,8	3,3	4,2	4,6	5,8	3,1	4,3
11-12	0,6	0,3	0,3	0,2	0,4	0,6	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3
12-13	0,3	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1		0,1	0,1	0,2	0,1	0,1
14-15		0,1	0,1	0,1		0,2							0,0
16-17					0,1					0,1			0,0

Распределение скорости ветра по градациям позволяет рассчитать выработку ветроэлектростанции по каждому месяцу. Для этого следует процент повторяемости интервала скорости ветра преобразовать в соответствующий временной интервал. Тогда мощность ветрогенератора, соответствующая данной ветровой градации, и время работы ВЭС в данном режиме позволяют определить количество электроэнергии за рассматриваемый месяц при соответствующей скорости ветра. Суммарная

энергия, которую может произвести ветроэлектростанция конкретного типа за рассматриваемый временной интервал, определяется как сумма энергий, соответствующих каждой градации ветра[3]:

$$W_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n P_i T_i$$

где P_i - мощность ВЭС при средней скорости ветра i - градации; T_i - продолжительность i - градации скорости ветра в течении месяца; n - количество градаций скорости ветра.

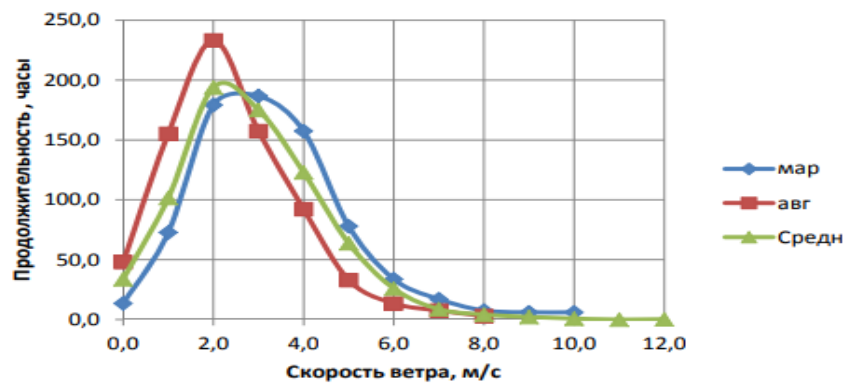


Рисунок 12 - График распределения продолжительности градации скорости ветра

Как видно из графиков и приведенных данных – среднегодовая скорость ветра 2-3 м/с – очень низкий ветровой потенциал. Данный вид природного потенциала в данном курсовом проекте рассматриваться не будет, в связи с тем, что использования дорогостоящих ветрогенераторов, при такой скорости ветра очень не эффективна.

2.6.3 Оценка водного потенциала.

Проведем исследование водного потенциала на территории поселка.

Энергетически целесообразным считается использования уклона на 1 км расстояния не менее 1 метра уклона.

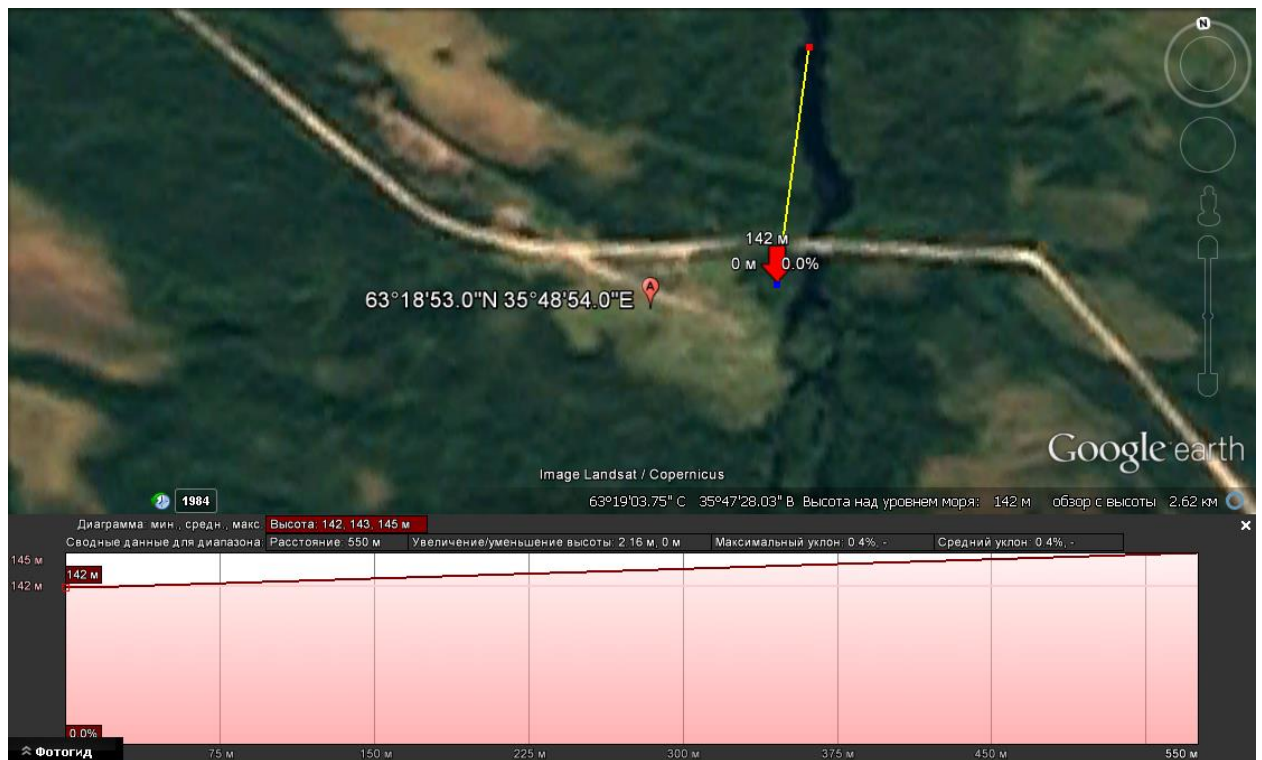


Рисунок 13 – снимок местности с googleEarth

В данном случае уклон составляет 3 метра на 1 км расстояния.

Потенциал местности по напору $H=4$ м.

Максимальный расход воды в период летней межени $Q=6,22$ м³/с

Определим максимальную мощность ГЭС в данной местности [2]

$$P = 9,81QH\eta, кВт$$

$\eta=0,6$ – для современных ГЭС и зависит от выбора оборудования

$$P = 9,81 \cdot 6,22 \cdot 3 \cdot 0,6 = 109 кВт$$

Из таблицы потребляемой мощности по месяца можно сделать вывод, что наиболее высоким месяцем потребления является декабрь и составляет $W_{дек}=1161$ кВт*ч.

За 31 день декабря в среднем в час расходуется [2]

$$W_{д1}=W_{дек}/744$$

$$W_{д1}=1161/744=1,56 \text{ кВт*ч}$$

Таким образом можно сделать вывод, что необходимая мощность, для покрытия всей потребности в электроэнергии, Микро-ГЭС составляет $P=1,56$ кВт.

Сравнивая максимальное и необходимое значение можно сделать вывод, что водный потенциал данной местности покрывает необходимую мощность полностью, а это значит, что проектирование МикроГЭС является актуальным.

Для стабилизации водного потока используется напорный трубопровод сделанный из стальных труб длиной $L=30$ м.

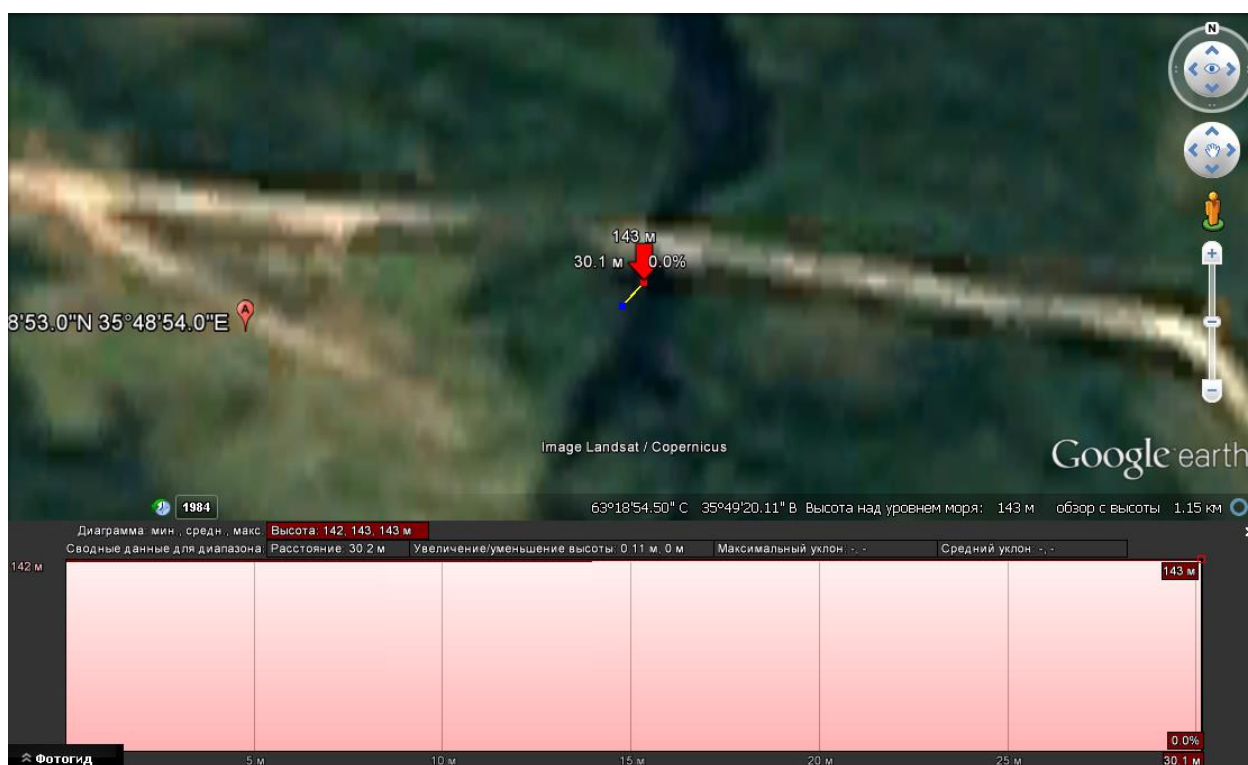


Рисунок 14 - снимок местности с googleEarth

Для низконапорных ГЭС, характерных для равнинной местности основным типом гидротурбин является турбины пропеллерного типа. Все турбины пропеллерного типа выполняются с неподвижными лопастями. Достоинства турбин пропеллерного типа является максимальная быстроходность при малых напорах, позволяющая создать безредукторные варианты конструкции микроГЭС.

Генератор для преобразования энергии турбины в электричество используется синхронный за счет меньшей мощности возбуждения, чем у асинхронного, простота возбуждающих и регулирующих устройства. [7]



Рисунок 15 – выбор турбины

Для исходных данных подойдет гидроагрегат с пропеллерной турбиной Каплана и синхронным генератором на постоянных магнитах, которые между собой соединены на 1 валу, произведен компанией «WESWEN» Мощностью 1,5 кВт.

Таблица 8 – технические характеристики

Модель	WAWT1500
Мощность, Вт	1500
Напор, м	4

Расход, м³/с	0,03
Напряжение, В	220
Частота, Гц	50
Скорость вращения, об/мин	шестиполюсник: 1000
Вес, кг	46
Габариты, мм	940×300×300
Стоимость	60 тыс. руб.

Приблизительная стоимость ВЭУ определяем следующим образом[3]:

$$C_{ГЭС} = \frac{C_{ГА} \cdot n \cdot 100}{30 \div 40}, \text{ тыс.руб.};$$

где C_{ca} – стоимость одного гидроагрегата, тыс. руб.;

n – количество гидроагрегатов, шт;

$30 \div 40$ – доля стоимости ветрогенератора в общей стоимости оборудования гидроэлектростанции, % (величина принята из статистических данных, сравнительных цен на гидроагрегаты и общей стоимости оборудования ГЭС).

$$C_{ГЭС} = \frac{C_{га} \cdot n \cdot 100}{30 \div 40} = \frac{60 \cdot 1 \cdot 100}{30} = 200 \text{ тыс.руб.}$$

Вывод по главе 2.

1. Определена структурная схема автономного электроснабжения поселка по экономическим критериям.
2. Проведена оценка потенциала ветровой и солнечной энергии, проведен анализ стоимости, при использовании этой энергии.
3. Определено количество энергии потребляемое поселком по месяцам.

3. Расчет микроГЭС

3.1 Расчет генерируемой мощности. Энергетический баланс.

Согласно графику энергопотребления поселка Волжмозеро и результатам о выработке энергии ГЭС, вычислим, какое количество энергии должна будет покрывать ДЭС и составим энергетический баланс рассматриваемой электростанции. Результаты сведем в таблицу. Графически энергетический баланс представим на рисунке[5].

Таблица 9 – Энергетический баланс

Месяц	$W_{\text{потр}},$ кВт*ч	Расход	РГЭС, кВт	$t, \text{ч}$	$W_{\text{ГЭС}},$ кВт*ч	$W_{\text{ДЭС}},$ кВт*ч
Январь	1095,00	0,03	1,50	744,00	1116,00	-21,00
Февраль	1038,00	0,03	1,50	672,00	1008,00	30,00
Март	903,00	0,03	1,50	744,00	1116,00	-213,00
Апрель	838,00	0,03	1,50	720,00	1080,00	-242,00
Май	940,00	0,03	1,50	744,00	1116,00	-176,00
Июнь	620,00	0,03	1,50	720,00	1080,00	-460,00
Июль	624,00	0,03	1,50	744,00	1116,00	-492,00
Август	589,00	0,03	1,50	744,00	1116,00	-527,00
Сентябрь	899,00	0,03	1,50	720,00	1080,00	-181,00
Октябрь	922,00	0,03	1,50	744,00	1116,00	-194,00
Ноябрь	1114,00	0,03	1,50	720,00	1080,00	34,00
Декабрь	1161,00	0,03	1,50	744,00	1116,00	45,00
Сумма	10743,00				13140,00	-2397,00

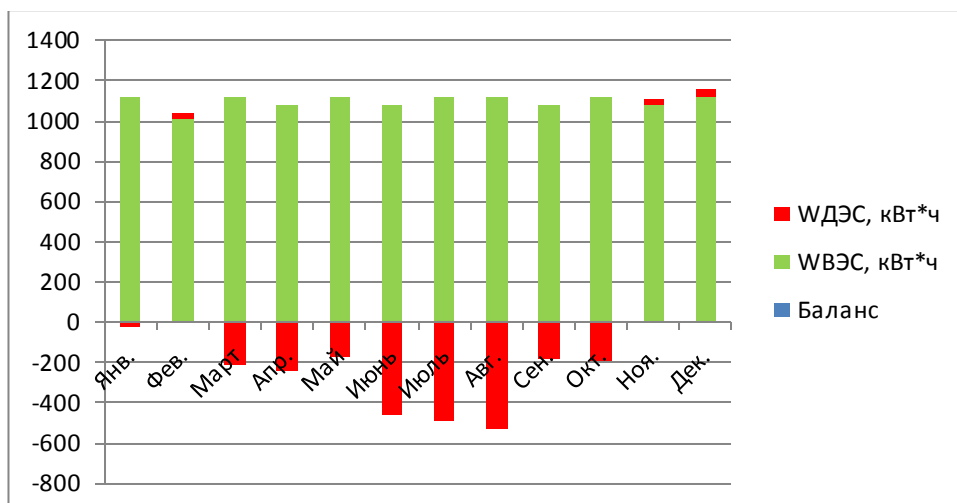


Рисунок 16 – Энергетический баланс

Из графика видно, что при использовании гидроагрегата мощностью 1,5 кВт, покрытие нагрузки составляет 100 %, максимальное в Августе, а минимальное в декабре. Плюс остаётся ещё энергия от воды 2397 кВт*ч.

3.2 Техничко-экономический обоснованности реализации проекта.

Результаты расчётов абсолютного расхода топлива, а также режимного коэффициента по остальным месяцам, представлены в таблице 10. [5]

Таблица 10 – абсолютный расход

Месяц	$W_{\text{потр}},$ кВт*ч	$K_{\text{реж.1}}$	$G_1, \text{ кг}$	$W_{\text{ГЭС}}$	$W_{\text{дэс}}$	$K_{\text{реж.2}}$	$G_2, \text{ кг}$
Январь	1095,00	0,72	788,40	21,00	0,00	0,00	0,00
Февраль	1038,00	0,72	747,36	0,00	30,00	0,72	21,81
Март	903,00	0,72	650,16	213,00	0,00	0,00	0,00
Апрель	838,00	0,72	603,36	242,00	0,00	0,00	0,00

Продолжение таблицы 10

Май	940,00	0,72	676,80	176,00	0,00	0,00	0,00
Июнь	620,00	0,72	446,40	460,00	0,00	0,00	0,00
Июль	624,00	0,72	449,28	492,00	0,00	0,00	0,00
Август	589,00	0,72	424,08	527,00	0,00	0,00	0,00
Сентябрь	899,00	0,72	647,28	181,00	0,00	0,00	0,00
Октябрь	922,00	0,72	663,84	194,00	0,00	0,00	0,00
Ноябрь	1114,00	0,72	802,08	0,00	34,00	0,72	24,72
Декабрь	1161,00	0,72	835,92	0,00	45,00	0,72	32,72
Суммарный расход ДТ, кг	7810,00	Комплекс ГЭС	79,24				

Делая анализ из таблицы, можно с уверенностью сказать, что работа микро-ГЭС сокращает использование ДТ по сравнению с отдельной работой дизельного генератора.

Также таблица дает представление об экономии топлива при эксплуатации. Экономия в соответствии с приведенным расчетом составит 7731 кг ДТ за год, что составляет 99%. [17]



Рисунок 17 – изменение цены на топливо

При плотности ДТ $\rho = 840 \text{ г/л}$, экономия составляет $L = 9203,57$ литров. Стоимость ДТ в среднем по России составляет $C = 42,6$ р/литр[13], тогда с учетом годовой инфляции (коэффициент $k = 1,5$), подсчитаем количество денежных средств, сэкономленных за $N = 20$ лет по следующей формуле[1]

$$\mathcal{E} = L \cdot C \cdot N \cdot k = 9203,57 \cdot 42,60 \cdot 20 \cdot 1,5 = 11762164 \text{ руб.}$$

Время использования в часах дизельной электростанции за год без ГЭС $t_1 = 8760$ ч. Время использования ДЭС при генерации микроГЭС составляет $t_2 = 9$ ч., что составляет более 99 процентов от общего времени генерации.

3.3 Выбор основного оборудования электростанции и оптимизация

С целью подбора оптимальной конфигурации системы необходимо использовать алгоритм выбора оборудования. Критерием оптимальности выступает минимум затрат, с чего следуют минимальный тариф. Следствием выполнения оптимизации является определение наиболее выгодного проектирования. Главным условием является выполнение баланса мощности. В качестве исходных данных применяются паспортные данные оборудования ГЭС, ДГ, а также значения скорости ветра. Минимизируя затраты на потребление топлива, выявляем оптимальную мощность эталонного гидроагрегата.

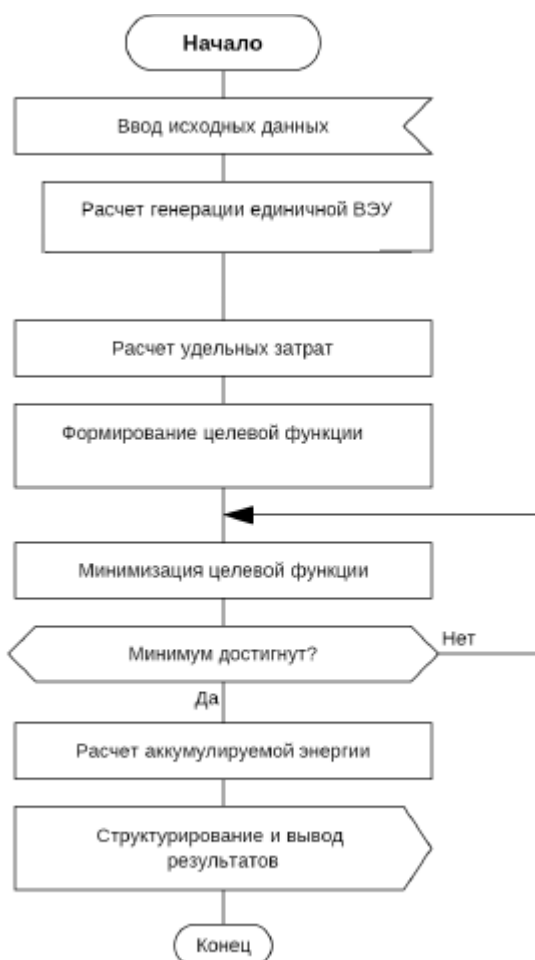


Рисунок 18 – Алгоритм работы по оптимизации гибридной СЭС

Для вводим исходные данные от которых будет зависеть целевая функция для этого формируем затраты при использовании только дизельного генератора. [3]

ДЭС - Себестоимость ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА – стоимость – 42,6 р/литр руб. [3]

$$L_T = \frac{N}{\rho} = \frac{7810}{0,840} = 9297 \text{ л.}$$

$$C_T = 42,6 \cdot 9297 = 396052 \text{ руб.}$$

Доставка топлива из Медвежьегорска (город поставки топлива, до Вожмозеро 2,53 р/литр, значит перевозка 9297 литра – составит 23521 руб.,

$$P = C_{\text{л}} \cdot L = 2,53 \cdot 9297 = 23521 \text{ руб.}$$

$$C_T = \frac{C_T + P}{N} = \frac{23521 + 396052}{1} = 420 \text{ тыс.руб.}$$

Общая стоимость составит[3]:

$$\Sigma C = C_{\text{д}} + C_{\text{в}} + C_T = 0 + 0 + 420 = 420 \text{ тыс.руб.}$$

Теперь это старт для нашей целевой функции минимизации затрат.

Для определения оптимальной мощности гидроагрегата мы сначала используем 1,5кВт и определим процент экномии денежных средств относительно начальных параметров при использовании только дизельного генератора.

Себестоимость гидроагрегата WAWT1500, стоимостью – 60 000 руб.

$$C_T = 1 \cdot 60000 = 60000 \text{ руб.}$$

Доставка оборудования из Челябинска (город поставки гидроагрегатов, до Медвежьегорска – составит 100000 руб., плюс учитываем доставку оборудования из Медвежьегорска до Вожмозера – 300000 руб.

$$C_B = \frac{C_T + P}{N} = \frac{60000 + 100000 + 300000}{1} = 460 \text{ тыс.руб.}$$

Себестоимость ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА – стоимость – 42,6 р/литр руб. [3]

$$L_T = \frac{N}{\rho} = \frac{79,23}{0,840} = 94,3 \text{ л.}$$

$$C_T = 42,6 \cdot 94,3 = 4017 \text{ руб.}$$

Доставка топлива из Медвежьегорска (город поставки топлива, до Вожмозеро 2,53 р/литр, значит перевозка 94,3 литра – составит 238,6 руб.,

$$P = C_{\text{л}} \cdot L = 2,53 \cdot 94,3 = 238,6 \text{ руб.}$$

$$C_T = \frac{C_T + P}{N} = \frac{4017 + 238,6}{1} = 4256 \text{ руб.}$$

Общая стоимость составит[3]:

$$\Sigma C = C_D + C_B + C_T = 0 + 460000 + 4256 = 464 \text{ тыс.руб.}$$

Из полученных результатов при грубой оценки тарифа видно, что оптимальное мощность ГЭС для нашего поселка является 1,5кВт.

Себестоимость гидроагрегата WAWT3000, стоимостью – 80 000 руб.

$$C_T = 1 \cdot 80000 = 80000 \text{ руб.}$$

Доставка оборудования из Челябинска (город поставки гидроагрегатов, до Медвежьегорска – составит 150000 руб., плюс учитываем доставку оборудования из Медвежьегорска до Вожмозера – 450000 руб[3]

$$C_B = \frac{C_T + P}{N} = \frac{80000 + 150000 + 450000}{1} = 680 \text{ тыс.руб.}$$

Себестоимость ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА – стоимость – 42,6 р/литр руб.

$$L_T = 0 \text{ л.}$$

$$C_T = 0 \text{ руб.}$$

Общая стоимость составит:

$$\Sigma C = C_D + C_B + C_T = 0 + 680000 + 0 = 680 \text{ тыс.руб.}$$

Для определение более точных цифр цены тарифы воспользуемся формулой

$$C_{эл} = (p_n \cdot K + C) / W$$

Из полученных данных можно сделать вывод, что мощность гидроагрегата в 1,5кВт удовлетворяет всем критериям.

Таблица 11 – Себестоимость энергии

		ДЭС	ГЭС 1,5кВт	ГЭС 3кВт
Себестоимость, тыс.руб		0,00	60000	80000
Экономия	л	9297	94	0
	руб. за 20 лет	0	7850880	7720000
	%	0,00	93,4	91,9
	Тариф, кВт*ч	42,46	26,2	26,8

3.4 Конфигурация энергетического комплекса.

Для микроГЭС регулирование частоты энергоустановки наиболее просто осуществляется путем регулирования величины электрической нагрузки генератора. Конструкция турбины и других гидротехнических устройств в этом случае существенно упрощается. [2]

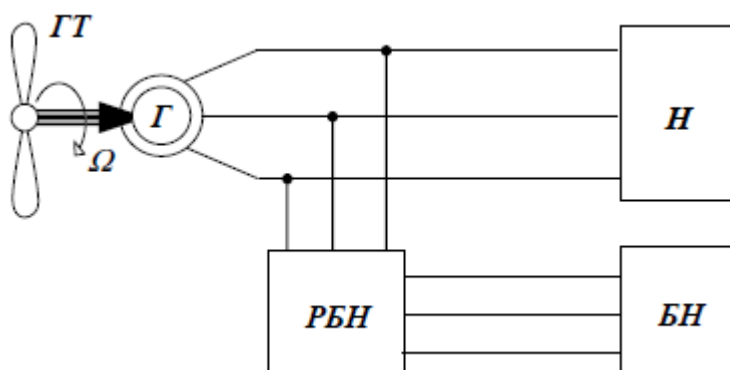


Рисунок 19 – схема энергоустановки с автобалластным регулированием выходных параметров

Параллельно полезной нагрузке станции через регулятор подключается такая же по величине дополнительная, или балластная нагрузка. При изменении величины полезной нагрузки, величина балластной изменяется про помощи регулятора таким образом, чтобы суммарная нагрузка электрического генератора оставалась неизменной. В качестве балластной нагрузки обычно используют теплонагревательные элементы. И если учесть, что до 80 процентов электрической энергии потребитель тратит на получение тепла, что выделяем на балластных сопротивлениях энергия также может быть полезно в использована. [2]

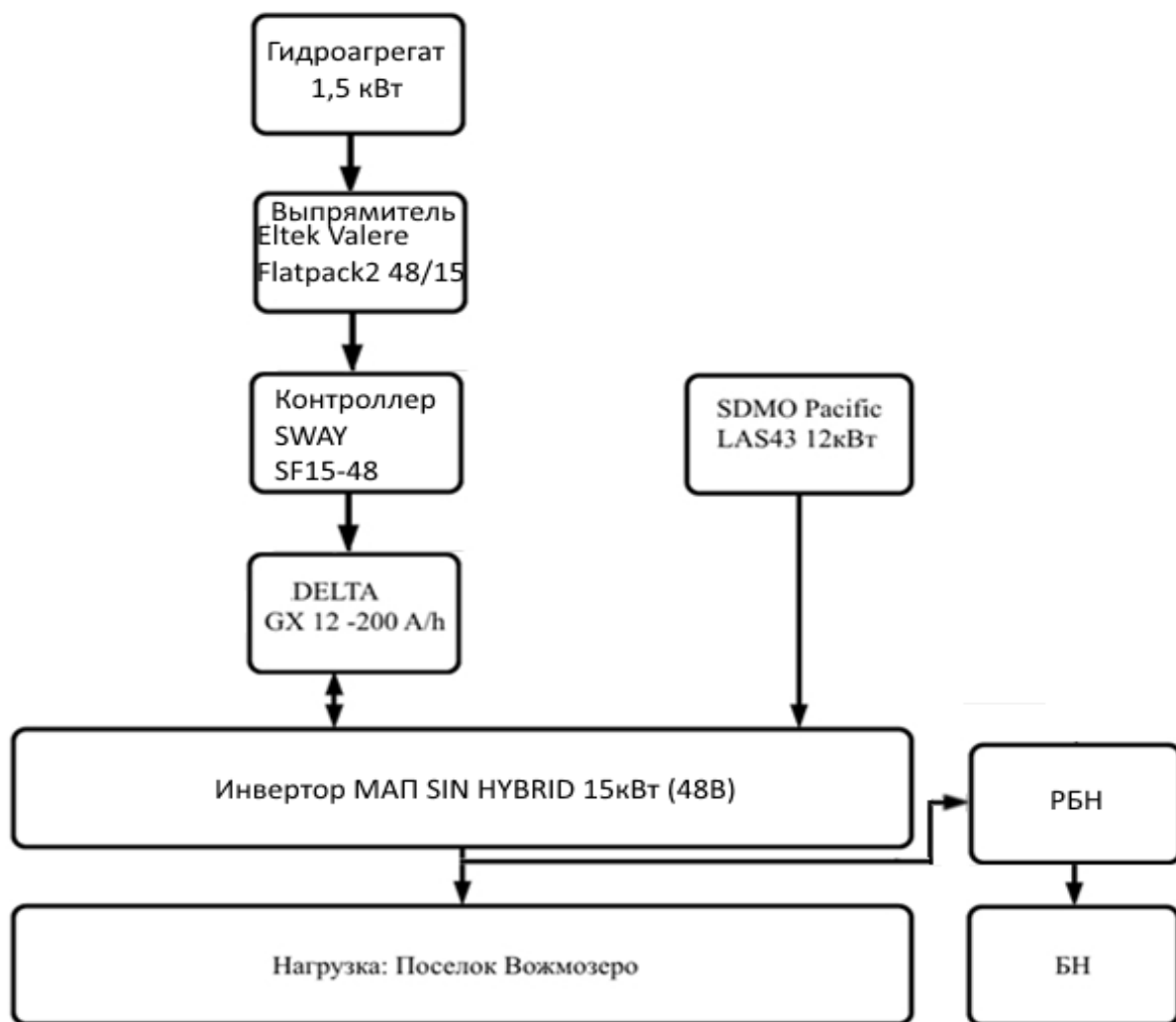


Рисунок 20 – структурная схема

Данная конфигурация энергетического комплекса позволяет использовать одновременно ГЭС и ДЭС, за счет гибридного инвертора, что увеличивает пиковые значения потребления энергии.

3.5 Экономический выбор оборудования.

Осуществляем выбор оборудования в соответствии с выбранной схемой гибридной электростанции. Гидроагрегат WAWT1500. Описание: Осевая микро ГЭС состоит из осевой микро гидротурбины и генератора,

установленных на одном валу. Основные элементы гидротурбины – входной направляющий аппарат, вращающаяся крыльчатка (рабочее колесо), труба водосброса, главный вал, основание, подшипники. После прохождения рабочего колеса в отсасывающей трубе формируется дополнительное разрежение и увеличивается разность давлений до и после рабочего колеса. Поток, имеющий определенную скорость и потенциальную энергию, проходя через рабочее колесо принуждает его ротор вращаться. Так потенциальная и кинетическая энергия преобразуется в мощность. [3]

Таблица 12 – Технические характеристики гидроагрегата

Модель	WAWT1500
Мощность, Вт	1500
Напор, м	4
Расход, м ³ /с	0,03
Напряжение, В	220
Частота, Гц	50
Скорость вращения, об/мин	шестиполусник: 1000
Вес, кг	46
Стоимость	60 тыс. руб.



Рисунок 21 – Главный вид гидроагрегата.

Осуществим выбор выпрямителя Eltek Valere Flatpack2 модуль 48/1500[13]

Таблица 13 - Технические характеристики выпрямителя

Мощность	1500 Вт
Напряжение вх	220В
Напряжение вых	48В
КПД	93
Макс. сила тока	62,5А
Цена	22 тыс.руб.



Рисунок 22 – главный вид выпрямитель

Выбираем контроллер ШИМ SWAY SF15-48 с MPPT [14]

Таблица 14 - Технические характеристики контроллера

Мощность	1500 Вт
Сила тока	10А / 20А
Пиковая эффективность	97,5 %
Номинальное напряжение системы	48В
Макс. сила тока	35А
Диапазон напряжения АКБ	7-36В
Макс. мощность подключаемых панелей	200 Вт (12 В); 400 Вт (24 В)
Контроль нагрузки	15А
Собственное потребление	35мА
Типы используемых АКБ	GEL, AGM
Рабочая температура	-40...+60С
Цена	12 тыс.руб.



Рисунок 23 – главный вид контроллер

Осуществим выбор аккумуляторных батарей марки Аккумуляторная батарея 4xDELTA GX 12 -200 A/h для батарейного кабинета.

Таблица 15 – Технические характеристики АБ

Производитель	Delta
Напряжение, В	12
Емкость, Ач	200
Длина, мм	165
Ширина, мм	238
Цена, руб за шт	26 тыс.руб.



Рисунок 24 – Главный вид DELTA GX 12 -200 A/h

Герметизированный VRLA свинцово-кислотный аккумулятор Delta GX 12-200 напряжением 12В и емкостью 200Ач изготовлен по технологии GEL (композитный гель вместо электролита). Устойчив к глубоким разрядам. Корпус изготовлен из негорючего ABS пластика. Аккумулятор предназначен для работы в режиме постоянного подзаряда (буферный режим) или в режиме разряд-заряд (циклический режим). Обладает низким внутренним сопротивлением и саморазрядом.

Аккумуляторы работают в буферном режиме сглаживают колебания ветра и нагрузок и обеспечивая непрерывность электроснабжения при переключении нагрузок на резервный дизель-генератор.

Осуществим выбор Инвертор МАП SIN HYBRID 15кВт (48В)

Когда запас АКБ исчерпается в пиковые нагрузки, для бесперебойного электроснабжения использую гибридный инвертор, благодаря которому можно будет включать, одновременно с нагрузкой микроГЭС, ДЭС на 12 кВт.

Мощность	15000
Аккумуляторное напряжение В.	48
Максимальная суммарная емкость АКБ А\ч.	3 200 (100% заряд 24 часа)
Выходное напряжение В.	220
Частота выходного напряжения Гц.	50 ($\pm 0.1\%$)
Время переключения инвертор - сеть	<1 мс
сеть - инвертор	~5мс
Цена	150 ты.руб.



Рисунок 25 - Инвертор МАП SIN HYBRID 12кВт[15]

Инвертор фактически выполняет функции управления энергокомплексом.

Основные возможности инвертор:

1. Преобразование постоянного напряжения 48В в переменное 220В, 50Гц (однофазное).
2. Заряд аккумуляторов (GEL, AGM).
3. Возможность синхронизироваться с электрогенератором, что позволяет суммировать энергию от дизель-генератора и ветро-генераторов через

аккумуляторные батареи с приоритетом от возобновляемых источников энергии (режим ЭКО).

4. Автоматическое мгновенное переключение с аккумуляторов на электрогенератор и обратно.
5. Автоматическое отключение при перегрузке, перегреве, перепутывании полярности при подключении, защиты аккумуляторов и недопустимого разряда и другие защиты.

2.6 Место расположение и выбор кабеля.



Рисунок 26 – Снимок, сделанный через Яндекс карты

На рисунке показан вид поселка Вождозеро с высоты 1,30 км, с, полученный при помощи приложения Яндекс Карты.

Длина кабельной линии составляет 131м.

Номинальная мощность выбранного ВГ составляет: $P_{ВГ} = 13,5$ кВт.
Определим по формуле силу тока в кабеле: [23]

$$I = \frac{P_{ВГ} * K_{и}}{U * \cos\varphi \sqrt{3}},$$

где U – напряжение сети, В; $K_{и} = 0,75$ – коэффициент одновременности; $\cos\varphi = 1$. [23]

$$I = \frac{13500 * 0,75}{380 * 1 * \sqrt{3}} = 15,38 \text{ А.}$$

По стандартным табличным значениям выбираем кабель с медной жилой сечением $1,5 \text{ мм}^2$ ВБбШв – 4х1,5 (допустимый ток, при прокладке в земле = 29А). С учетом того, что кабель будет прокладываться в земле, выбор остановим на марке ВБбШв 4х1,5 мм^2 компании УЭСК. Кабель силовой ВБбШв имеет следующие технические характеристики:

- диаметр поперечного сечения: 12,7 мм
- допустимая токовая нагрузка: на воздухе: в земле: 29 А
- срок службы 30 лет.
- Цена за $C_1=65$ руб/м.

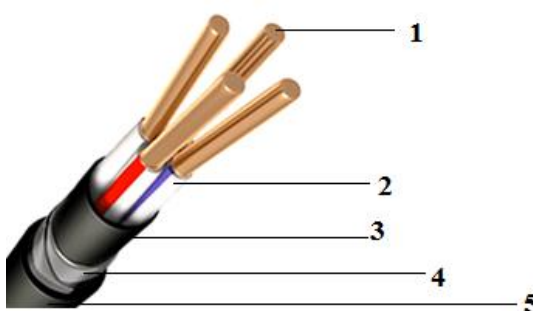


Рисунок 27 - Кабель ВБбШв.

1 – токопроводящая жила; 2 – изоляция – ПВХ-пластикат; 3 – оболочка внутренняя – ПВХ-пластикат; 4 – броня - стальные ленты; 5 – оболочка – ПВХ-пластикат.

Для электроснабжения поселка от микро-ГЭС необходимо $L=131$ метр кабеля. И учитывая розничную наценку в 21 процент получается. [52]

$$C_k = L * C_1$$

$$C_k = 131 * 65 * 1,21 = 10323 \text{ руб.}$$

Таблица 17 – стоимость работ прокладки кабеля

Вид товара/услуги	Цена за 1 м, руб	Цена за 1000 м, руб.
Кабель ВБбШв – 4х1,5 мм ²	79	10323
Разработка грунта	170	22270
Прокладка кабеля	62	8112
Обратная засыпка грунта	95	12445
	Суммарно тыс. руб.	53150

Вывод по главе 3

1. Составлен энергетический баланс и структурная схема.
2. Проведено обоснование и выбор оборудования для микроГЭС.

4. Математическое моделирование и оценка экономической эффективности

4.1 Моделирование в программной среде MATLAB SIMULINK

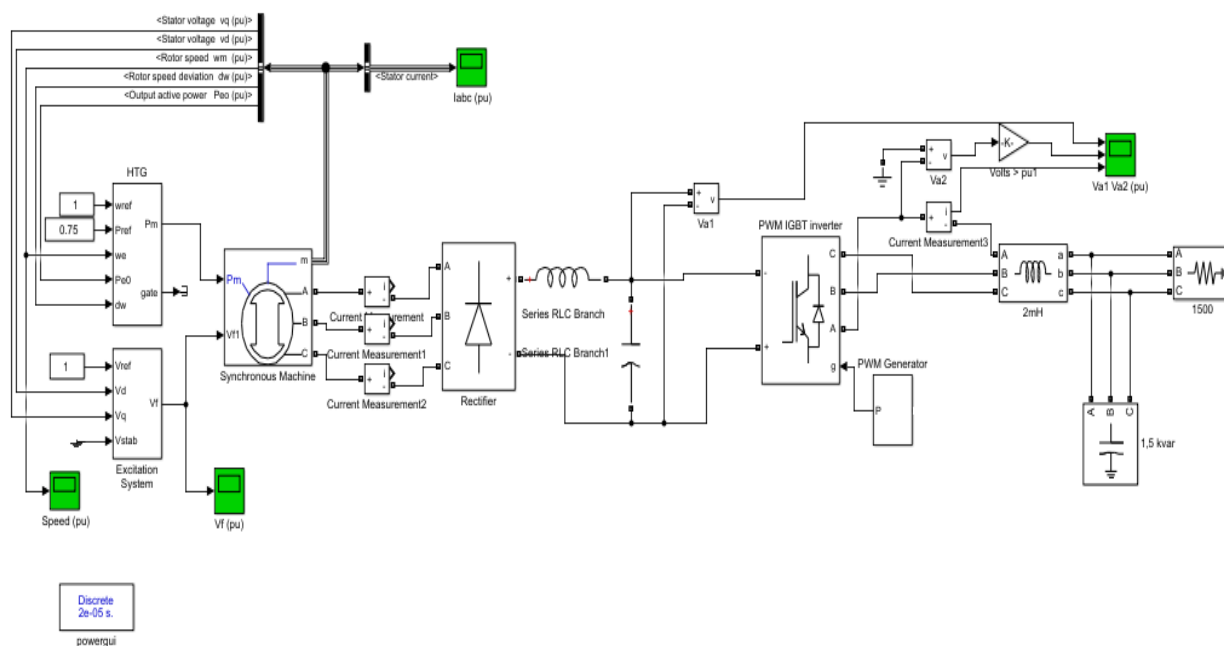


Рисунок 28 - Схема системы в среде MATLAB

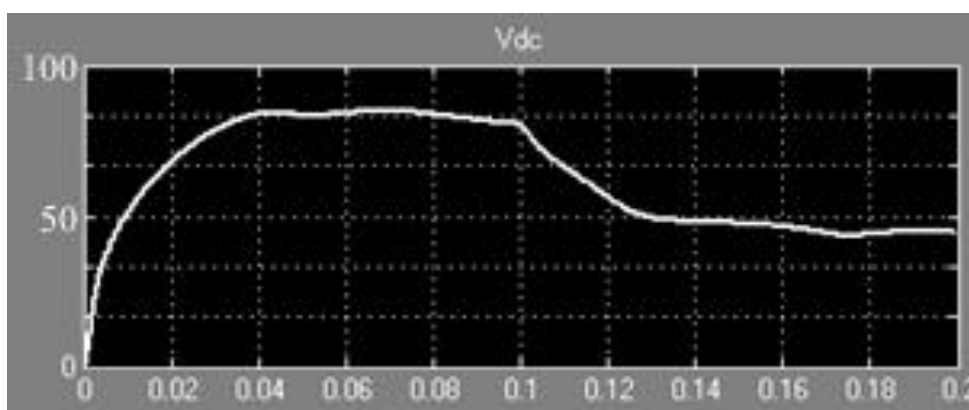


Рисунок 29 – напряжение после выпрямления

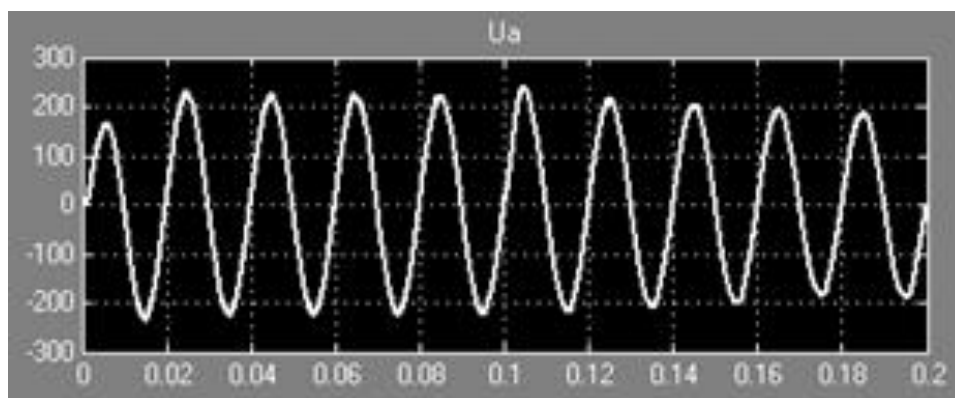


Рисунок 30 – напряжение после инвертирования

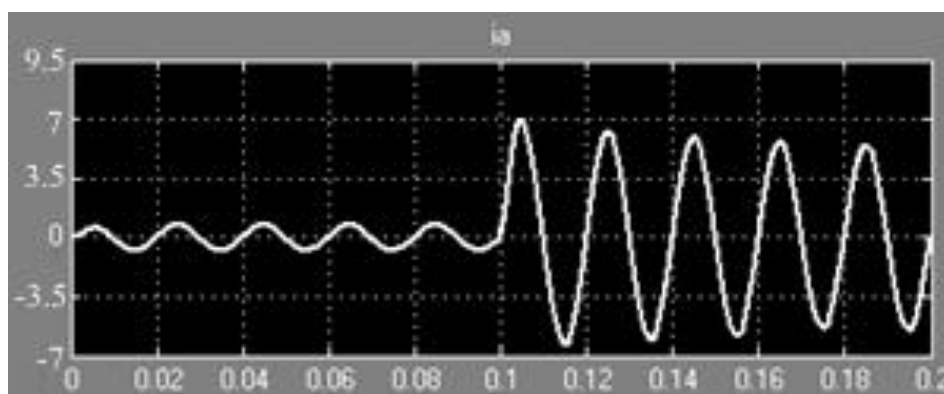


Рисунок 31 – ток после инвертирования

Из графиков переходного процесса видно, что при возникновении переходного режима система стабилизируется за 0,1 секунды.

4.2 Схема электоснабжения, выбор сечения проводников и аппаратов защиты.

Все электрические сети должны иметь защиту от токов КЗ по возможности с наименьшим временем отключения и обеспечением селективности последовательно включенных аппаратов защиты. Защита при

этом должна обеспечивать отключение аварийной линии при КЗ на любом её участке, включая КЗ в конце линии. [52]

Защита производится автоматическими выключателями.

Условия выбора автоматических выключателей:

Выбор номинального тока автомата

$$I_{ном. АВ} \geq K_{зап} \cdot I_{длит};$$

Выбор номинального тока теплового расцепителя автомата

$$I_{ном.тепл} \geq K_{зап} \cdot I_{длит};$$

Проверка по току срабатывания (уставки) электромагнитного расцепителя

$$\text{ - для отдельного ЭП: } I_{ном.Э.О} \geq 1,5 \cdot I_{пуск};$$

где $I_{ном. АВ}$ – номинальный ток АВ;

$I_{ном.тепл}$ – номинальный ток теплового расцепителя;

$I_{ном.э.о.}$ – ток срабатывания (ток уставки) электромагнитного расцепителя;

$I_{длит}$ – длительный максимальный рабочий ток линии (расчетный – для группы ЭП, и номинальный для отдельного ЭП);

$I_{пик}$ – пиковый ток группы ЭП;

$I_{пуск}$ – пусковой ток ЭП.

$K_{зап}$ – коэффициент запаса

Для комбинированных расцепителей:

одионые ЭП $K_{зап} = 1,15$.

Номинальный ток отдельного электроприемников: [52]

$$I_{ном} = \frac{P_{ном}}{U_{ном} \cdot \cos \varphi},$$

Пусковые токи электроприемников:

$$I_{пуск} = k \cdot I_{ном},$$

где $k=4$ – кратность пускового тока, принимается для всех электроприемников с синхронным приводом.

Пример выбора выключателя для защиты тянущего устройства[52]:

$$I_{ном} = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \phi \cdot \eta} = \frac{1,5}{\sqrt{3} \cdot 0,22 \cdot 0,7 \cdot 0,6} = 9,37 \text{ А};$$

$$I_{ном.АВ} \geq K_{зап} \cdot I_{длит} = 1,15 \cdot 9,37 = 10,8 \text{ А};$$

$$I_{ном.тепл} \geq K_{зап} \cdot I_{длит} = 1,15 \cdot 9,37 = 10,8 \text{ А};$$

$$I_{ном.Э.О} \geq 1,5 \cdot I_{пуск} = 1,5 \cdot 4 \cdot 9,37 = 56,2 \text{ А};$$

Используя справочную литературу, выбираем автоматический выключатель типа ВА13-29, у которого $I_{ном.тепл} = 12,5 \text{ А}$, $I_{ном.АВ} = 64 \text{ А}$, $I_{КЗ} = 6 I_{ном.тепл} = 75 \text{ А}$. Для остальных ЭП расчеты представлены в таблице 18.

Таблица 18 – аппараты защиты

ЭП	Мощность, кВт	Тип	$I_{ном}, \text{ А}$	$I_{ном.тепл} \text{ А}$	$I_{эмр} \text{ А}$
Гидроагрегат	1,5	ВА13-29	63	12,5	75
ДЭС	12	ВА57-35	250	63	478
Потребитель	13,5	ВА57-35	250	125	750
РБН	13,5	ВА57-35	250	125	750
АКБ	1,5	ПР-2	60	35	

Таблица 19 - проводники

Место	Мощность,	$I_{расч}, \text{ А}$	Марка кабеля	$I_{доп}, \text{ А}$
-------	-----------	-----------------------	--------------	----------------------

	кВт			
От ГА до Выпрямителя	1,5	3,93	АВВГ(4х1,5)	10
От выпрямителя до контроллера	1,5	18,04	АВВГ(3х3)	20
От контроллера до АКБ	1,5	18,04	АВВГ(3х3)	20
От АКБ до инвертора	1,5	18,04	АВВГ(3х3)	20
От ДЭС до инвертора	12	18,23	АВВГ(4х3)	20
От инвертора до потребителя	13,5	15,38	ВБбШв(4х1,5)	29
От инвертора до РБН	13,5	15,38	ВБбШв(4х1,5)	29

Схема электроснабжения поселка представлена в приложение Б.

4.3 Экономическая эффективность

Все затраты, необходимые для реализации данного проекта, приведены в таблице. Нужно учесть, помимо известных цен на оборудование, стоимость

проектных работ, строительных работ, эксплуатационные расходы, ремонтные расходы.

А) Проектные работы - стоимость проектных работ, которые включают в себя определение места установки станции на местности, определяется минимальным размером оплаты труда: [3]

$$K_{ПР} = 50 \cdot МРОТ = 50 \cdot 7800 = 390000 \text{ руб.}$$

где МРОТ – это минимальный размер оплаты труда.

Б) Строительные работы - стоимость строительных и монтажных работ зависит от установленной мощности ГЭС. [3]

$$K_{СТР} = K_P \cdot K_{УСТ} = 0,2 \cdot 2018000 = 403600 \text{ руб.}$$

где k_p – коэффициент затрат на установку станции, принимают равным 0,2; $K_{уст}$ – стоимость всех установок станции;

В) Эксплуатационные расходы (затраты на обслуживание):

Г) Ремонтные расходы: [3]

$$C_{рем} = k_{рем} \cdot p_n (K_{уст} + K_{стр}),$$

где $k_{рем}$ – это коэффициент затрат на ремонт, принимают равным 0,2;

p_n – это нормативный коэффициент рентабельности, $p_n = 1/T$, где T – это экономический срок службы оборудования, который равен 20 лет.

Таблица 20 – Приведенные суммарные затраты на проект

Наименование	Кол-во, шт.	Цена за шт., руб.	Общая стоимость, руб.
Гидроагрегата WAWT1500	1	60000	60000
Eltek Valere Flatpack2 модуль	1	22000	22000

48/1500			
контроллер SWAY SF15-48	1	12000	12000
Аккумуляторные батареи DELTA GX 12 -200 A/h	4	26000	104000
Инвертор МАП SIN HYBRID 15кВт (48В)	1	150000	150000
Покупка и монтаж кабеля АВБбШв	131 м	53150	53150
Расходы на доставку		400000	400000
Непредвиденные расходы (10% от всего)			80115
Суммарные затраты на все установки Куст			881265
Проектные работы Кпр			390000
Строительные работы Кстр			160230
Затраты на обслуживание Сэкс			484
Ремонтные расходы Срем			10414
Затраты на покупку и транспортировку топлива (Стоп)			4256
Итого			1446649

Рассчитывалась по формуле $C_{эл} = (p_n \cdot K + C) / W$

Себестоимость электроэнергии составляет

$$C_{эл} = (0,05 \cdot 1446649 + 272267) / 13140 = 26,2 \text{ руб} / \text{кВт}$$

Делаем вывод, что внедрение микроГЭС оптимальное решение для данного района.

Вывод по главе 4

1. Получены данные по переходным процессам, в результате математического анализа.
2. Разработана схема электроснабжения, выбраны аппараты защиты и кабельные линии.
3. Выполнен экономический анализ и определен тариф на электроэнергию.

5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Целью данного раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» является проектирование и создание конкурентоспособных разработок, технологий, отвечающих современным требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

Основным рассматриваемым объектом является гидроэлектростанция. Гидроэлектростанция обладает мощностью 1,5 кВт. Электростанция предназначена для выработки электроэнергии, посредством преобразования энергии воды, в электрический ток, а также занимается электроснабжением населённых пунктов или производственных предприятий. Гидроэлектростанция представляет собой полный, энергетический комплекс, как и любая электростанция, состоит из основных частей: генератора, инверторов, кабелей, контроллеров заряда, аккумуляторных батарей, если станция сетевая, то и трансформатора, системы автоматики, ну а самый главный компонент гидроэлектростанции – это гидротурбина. Персонал гидроэлектростанция, контролирует технологический процесс электроснабжения потребителей, с оперативного пункта управления.

В связи с этим проведём предпроектный анализ и выявим лидеров по компоновке и обслуживанию ГЭС.

5.1 Предпроектный анализ

5.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

На сегодняшний день, на рынке гидроэлектростанция, имеется ряд лидеров по обслуживанию ГЭС, среди которых, самые популярные ООО

«Weswen», АЗОТ «МНТО ИНСЭТ», АО «ТЯЖМАШ». Проведем их сегментирование.

Таблица 21 – Сегментирование ГЭС

Классификация ГЭС	Критерии сегментирования				
		Месторасположение	Стоимость	Уровень дохода	Большое кол-во потребителей
	Крупные				
	Средние				
	Мелкие				
	Мини-ГЭС				
	Мобильные				
		Сложность конструкции	Постоянство в электроснабжении	Масштаб ГЭС	Требуемое обслуживание
	Крупные				
	Средние				
	Мелкие				
	Мини-ГЭС				
	Мобильные				
ООО «Weswen»		АЗОТ «МНТО ИНСЭТ»		АО «ТЯЖМАШ»	

Из данной таблицы видно, что компания ООО «Weswen» является лидером в обеспечении и эксплуатации ГЭС. Основные сегменты данного рынка: стоимость, уровень дохода, постоянство в электроснабжении, в требуемом обслуживании. Привлекательными сегментами этого рынка являются: месторасположение, большое кол-во потребителей, сложность конструкций.

5.1.2 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

Мощность ГЭС определяется мощностью и качеством гидротурбин. Поэтому проведем анализ гидротурбин разных производителей, с помощью оценочной карты, но одинаковой мощности.

Таблица 22 – Оценка конкурентоспособности продуктов

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы				Конкурентоспособность			
		Вес	МНТО ИНС ЭТ	ТЯЖМ АШ	РАН Д	Вес	МНТО ИНС ЭТ	ТЯЖМ АШ	РАН Д
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Технические критерии оценки ресурсоэффективности									
1. Удобство в эксплуатации	0,0975	5	0	0	5	0,49	0	0	0,49
2. Помехоустойчивость	0,11	5	5	5	5	0,55	0,55	0,55	0,55
3. Надежность	0,11	5	5	5	5	0,55	0,55	0,55	0,55
4. Уровень шума	0,11	5	5	5	5	0,55	0,55	0,55	0,55
5. Безопасность	0,098	5	4	4	5	0,49	0,392	0,392	0,49
6. Функциональная мощность	0,11	5	5	5	5	0,55	0,55	0,55	0,55
7. Качество интеллектуального интерфейса	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8. Возможность подключения к ПК	0,072	5	4	0	5	0,36	0,29	0	0,36
Экономические критерии оценки эффективности									
1. Конкурентоспособность продукта	0,083	5	2,5	5	2,5	0,42	0,21	0,42	0,21
2. Цена	0,077	4	3,5	2	5	0,31	0,27	0,15	0,39
3. Предполагаемый срок эксплуатации	0,073	5	5	2	1,5	0,37	0,37	0,15	0,11
4. Наличие сертификации разработки	0,11	5	5	5	5	0,55	0,55	0,55	0,55
Итого	1	54	44	38	49	5,19	4,28	3,86	4,8

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum B_i \cdot B_i = 0,0975 \cdot 5 = 0,49$$

где K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

B_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл i -го показателя.

В ходе проведения данного анализа было выявлено превосходство гидротурбин типа Weswen над своими конкурентами. Наиболее выгодно и эффективно при работе ГЭС будет использование модулей данного типа.

5.2 FAST-анализ

Стадия 1. Объектом исследования FAST-анализа выступает гибридная гидроэлектростанция.

Стадия 2. Главная функция гидроэлектростанции – это снабжать электроэнергией посёлки, предприятия, требующие постоянство в электроснабжении.

Таблица 23 – Классификация функций, выполняемых объектом исследования ГЭС

Наименование детали (узла, процесса)	Количество деталей на узел	Выполняемая функция	Ранг функции		
			Главная	Основная	Вспомогательная
ГЭС	—	Обеспечивает электроснабжение посёлков, предприятий	X		
Гидротурбины	1	1. Обеспечивает преобразование энергии воды в электроэнергию 2. Базовая деталь ГЭС		X	

Продолжение таблицы 23

Контроллер заряда	1	Обеспечивает контроль заряда		X	
-------------------	---	------------------------------	--	---	--

		аккумуляторных батарей			
Инвертор	1	Преобразовывает постоянный ток в переменный		X	
Аккумуляторные батарей	4	Обеспечивает накопление электроэнергии для использования её в пики мощности			X
Генератор	1	Обеспечивает электроэнергией потребителя в пик мощности			X

Стадия 3. Определение значимости выполняемых функций объектом. Для оценки значимости функций будем использовать метод расстановки приоритетов, предложенный Блумбергом В.А. и Глущенко В.Ф. В основу данного метода положено расчетно-экспертное определение значимости каждой функции. На *первом этапе* необходимо построить матрицу смежности функции

Таблица 24 – Матрица смежности

	Функция 1	Функция 2	Функция 3	Функция 4	Функция 5	Функция 6
Функция 1	=	<	>	>	=	=
Функция 2	>	=	>	=	>	<
Функция 3	<	<	=	=	<	<
Функция 4	<	=	=	=	<	<
Функция 5	=	<	>	>	=	=
Функция 6	=	>	>	>	=	=

Примечание: «<» – менее значимая; «=» – одинаковые функции по значимости; «>» – более значимая.

Второй этап связан в преобразованием матрицы смежности в матрицу количественных соотношений функций.

Таблица 25 – Матрица количественных соотношений функций

	Функция 1	Функция 2	Функция 3	Функция 4	Функция 5	Функция 6	ИТОГО/Отн. значимость
--	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	--------------------------

Функция 1	1	0,5	1,5	1,5	1	1	6,5/0,181
Функция 2	1,5	1	1,5	1	1,5	0,5	7/0,194
Функция 3	0,5	0,5	1	1	0,5	0,5	4/0,111
Функция 4	0,5	1	1	1	0,5	0,5	4,5/0,125
Функция 5	1	0,5	1,5	1,5	1	1	6,5/0,181
Функция 6	1	1,5	1,5	1,5	1	1	7,5/0,208
Примечание: 0,5 при «<»; 1,5 при «>»; 1 при «=»						Сумма	$\Sigma=36/\Sigma=1$

Стадия 4. Анализ стоимости функций, выполняемых объектом исследования.

Таблица 26 – Определение стоимости функций, выполняемых объектом исследования

Наименование детали (узла, процесса)	Количество деталей на узел	Выполняемая функция	Норма расхода, кг	Трудоемкость детали, норма-ч	Стоимость материала, руб.	Заработная плата, руб.	Себестоимость, руб.
ГЭС	–	Обеспечивает электроснабжение посёлков, предприятий	–	–	–	–	–
Гидротурбина	1	1. Обеспечивает преобразование энергии воды в электроэнергию, посредством р-п перехода 2. Базовая деталь ГЭС	–	–	60000	385,7	60385/0,006
Контроллер заряда	1	Обеспечивает контроль заряда аккумуляторных батарей	–	–	12000	580,58	12580/009
Инвертор	1	Преобразовывает постоянный ток в переменный	–	–	150000	37 392,6	187392/0,6
Аккумуляторные батареи	4	Обеспечивает накопление электроэнергии для использования её в маловодие	–	–	26000	634,893	26634/0,01
Генератор	1	Обеспечивает электроэнергией потребителя в отсутствии воды	79	–	915 000	26,535	915 026,535/0,39
						Итого	$\Sigma=1202017/\Sigma=1$

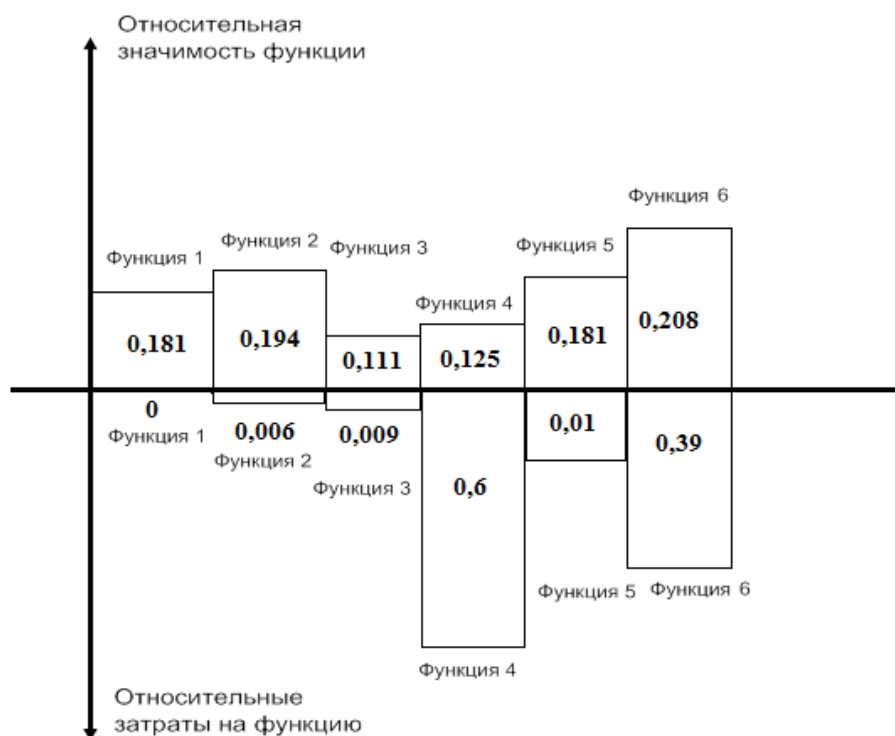


Рисунок 32 - Функционально-стоимостная диаграмма

5.3 SWOT-анализ

Результаты SWOT-анализа представляем в табличной форме. Объектом исследования будет ГЭС (гидроэлектростанция).

Таблица 27 – SWOT анализ

	<p>Сильные стороны:</p> <p>С1. Удовлетворение потребительских нужд (обеспечение ЭЭ жителей, и предприятий);</p> <p>С2. Быстрая окупаемость постройки ГЭС;</p> <p>С3. Большой срок службы ГЭС;</p> <p>С4. Экологически чистое производство ЭЭ, на основе энергии воды;</p>	<p>Слабые стороны:</p> <p>Сл1. Требуется дополнительный источник питания, так как ГЭС в маловодие не работает;</p> <p>Сл2. Большие затраты на постройку ГЭС.</p> <p>Сл3. Сложность структурной схемы подключения оборудования;</p> <p>Сл4. Требуется опыт работы персонала для наладки</p>
--	--	---

	С5. Отсутствие шумовых признаков при работе ГЭС.	работоспособности ГЭС; Сл5. Для подключения в сеть требуется дополнительный трансформатор.
<p>Возможности:</p> <p>В1. Внедрение в рынок, более развитых технологий, предназначенных для гидроэлектростанций;</p> <p>В2. Применение энергопредприятиями гидроэлектростанций, для снабжения неэлектрофицированных районов;</p> <p>В3. Внедрение автоматизированной системы программного обеспечения для управления гидроэлектростанций;</p> <p>В4. Возможность снизить тариф на ЭЭ с помощью ГЭС;</p> <p>В5. Повышение спроса на установку гидроэлектростанций.</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Тот факт, что при ГЭС тариф на ЭЭ, является низким по сравнению с другими электростанциями, обязывает потребителей быть удовлетворенными в поставках ЭЭ; 2. Большой срок службы, быстрая окупаемость, да и к тому же экологическое чистое производство ЭЭ увеличит спрос на постройку ГЭС, и привлечет инвесторов для финансирования более развитых технологий для ГЭС. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Из – за того, что постройка ГЭС требует больших затрат, то возможен отказ инвесторов в финансировании, что приведет к снижению спроса на установку гидроэлектростанций; 2. При отсутствии опыта персонала работы с ГЭС, невозможно будет наладить автоматизированную систему управления процессами ГЭС.
<p>Угрозы:</p> <p>У1. Снижение спроса на технологии более нового образца;</p> <p>У2. Стабильная конкуренция электростанций старых образцов: ФЭС, АЭС, ГЭС, КЭС, ТЭЦ;</p> <p>У3. Дополнительная государственная сертификация и проверки работоспособности ГЭС;</p> <p>У4. Политические конфликты, способствующие к препятствию поставок недорогого оборудования для ГЭС;</p> <p>У5. Отсутствие финансирования на постройку гидроэлектростанций.</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Удовлетворение желаний потребителя может привести к дополнительной государственной сертификации и проверкам работоспособности ГЭС, что повлечёт за собой совершенствование старых технологий и получение более новых-продвинутых; 2. Обладая отсутствием шумов при производстве ЭЭ и являясь экологически чистым объектом по производству ЭЭ, данный вид электростанций выигрывает у своих конкурентов старого образца, поэтому ГЭС всегда найдет своих инвесторов и свое финансирование. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Из-за сложности структурной схемы подключения оборудования ГЭС, потребуются дополнительные проверки работоспособности ГЭС, а также её сертификация, где ГЭС может не пройти проверку, благодаря бракованному оборудованию, а из-за различных политических конфликтов, его сложно будет заказать; 2. В виду того, что ГЭС обладают высокой стоимостью, плюс к этому требуются затраты на подключение дополнительного трансформатора, а также дополнительного источника питания, возможен отказ на финансирование построек гидроэлектростанций.

5.4 Оценка готовности проекта к коммерциализации

Таблица 28 – Бланк оценки степени готовности научного проекта к коммерциализации

№ п/п	Наименование	Степень проработанности научного проекта	Уровень имеющихся знаний у разработчика
1.	Определен имеющийся научно-технический задел	5	5
2.	Определены перспективные направления коммерциализации научно-технического задела	5	5
3.	Определены отрасли и технологии (товары, услуги) для предложения на рынке	5	5
4.	Определена товарная форма научно-технического задела для представления на рынок	4	3
5.	Определены авторы и осуществлена охрана их прав	4	4
6.	Проведена оценка стоимости интеллектуальной собственности	3	4
7.	Проведены маркетинговые исследования рынков сбыта	5	5
8.	Разработан бизнес-план коммерциализации научной разработки	4	4
9.	Определены пути продвижения научной разработки на рынок	5	4
10.	Разработана стратегия (форма) реализации научной разработки	4	5
11.	Проработаны вопросы международного сотрудничества и выхода на зарубежный рынок	3	1
12.	Проработаны вопросы использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот	5	5

13.	Проработаны вопросы финансирования коммерциализации научной разработки	5	5
14.	Имеется команда для коммерциализации научной разработки	5	5
15.	Проработан механизм реализации научного проекта	4	4
	ИТОГО БАЛЛОВ	66	64

Проведем оценку степени готовности проекта к коммерциализации и выясним уровень собственных знаний для ее проведения (или завершения). Оценка проводилась согласно таблице 29.

Таблица 29 – Критерии оценок коммерциализации

Степень проработанности научного проекта	
Оценки	Значение
5	Положительное заключение эксперта
4	Выполнено качественно
3	Выполнено, но в качестве не уверен
2	Слабая проработанность
1	Не проработанность
Уровень знаний разработчика	
Оценки	Значение
5	Знаю теорию, выполняю, консультирую
4	Знаю теорию, выполняю
3	Знаю теорию, практическое применение
2	В объеме теоретических знаний
1	Не знаком, малое кол-во знаний

Оценка готовности научного проекта к коммерциализации (или уровень имеющихся знаний у разработчика) определяется по формуле:

$$B_{\text{сум}} = \sum B_i$$

где $B_{\text{сум}}$ – суммарное количество баллов по каждому направлению;

B_i – балл по i -му показателю.

Значение $B_{\text{сум}}$ позволяет говорить о мере готовности научной разработки и ее разработчика к коммерциализации. Существуют критерии оценки степени готовности научного проекта к коммерциализации, представленной в таблице 30.

Таблица 30 – Критерии оценок коммерциализации

Баллы $B_{\text{сум}}$	Значение проекта	Значение знаний разработчика
60-75	Перспективная разработка	Достаточное кол-во знаний
45-59	Хорошая перспективность	Неплохое кол-во знаний
30-44	Средняя перспективность	Среднее кол-во знаний
15-29	Низкая перспективность	Малое кол-во знаний
0-14	Крайне низкая перспективность	Недостаточное кол-во знаний

По полученным итоговым баллам оценки готовности научного проекта к коммерциализации 66 баллов – за степень проработанности научного проекта и 64 балла – за уровень имеющихся знаний разработчика, можно сделать вывод, что данный проект весьма перспективен, и требует в себя хороших вложений. Для дальнейшего улучшения, данный проект можно вывести на зарубежный рынок. Компетенции разработчика весьма впечатляющие, видна заинтересованность и хорошие знания в проекте.

Для продвижения данного проекта на рынок, будет принят метод инжиниринга. Данный метод коммерциализации обладает инженерно-консультационными услугами для потребителя, что необходимо в наше время в проектировании. Помогает решить все вопросы, касаемые гидроэлектростанции. Плюс инжиниринг обладает широким спектром работ и услуг, что очень ценится на рынке. К таким услугам относится:

- подготовка технико-экономических обоснований проектов;
- оказание услуг инженерно-консультационного плана;
- выполнение исследовательских работ;
- проектное конструирование и расчетный анализ;

- изготовление, разработка и поставка решений и основных средств;
- предоставление рекомендаций в области организации производства и управления.

5.5 Планирование научно-исследовательского проекта

Составим перечень этапов и работ в рамках проведения научного исследования, произведем распределение исполнителей по видам работ. Полученные результаты представлены в таблице 31.

Таблица 31 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель темы
Выбор направления исследований	2	Выдача, подбор и изучение материалов по теме	Руководитель темы
			Инженер-проектировщик
	3	Выбор направления исследований	Руководитель темы
			Инженер-проектировщик
	4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель темы
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Анализ полученных исходных данных	Инженер-проектировщик
	6	Оценка электропотребления предприятием	
	7	Подбор генератора	
	8	Оценка водного потенциала	

	9	Выбор гидро оборудования (гидротурбин, аккумуляторов, контроллеров, инверторов)	
	10	Сравнение гибридной и сетевой гидроэлектростанции	
Обобщение и оценка результатов	11	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель темы
Проведение ОКР			
Контроль и координирование проекта	12	Контроль качества выполнения проекта и консультирование исполнителя	Руководитель темы
Разработка техни- ческой документации и проектирование	13	Разработка блок-схемы, принципиальной схемы	Инженер-проектировщик
	14	Выбор и расчёт конструкции	Руководитель темы
			Инженер-проектировщик
	15	Технико-экономические расчеты	Инженер-проектировщик
Оформление отчета по НИР (комплекта документации по ОКР)	16	Составление пояснительной записки (эксплуатационно-технической документации)	Инженер-проектировщик

Трудовые затраты являются важным моментом определения трудоемкости работ каждого из участников научного исследования.

Трудоемкость выполнения научного исследования оценивается экспертным путем в человеко-днях. Для t_{oji} используется следующая формула:

$$t_{oji} = \frac{3t_{mini} + 2t_{maxi}}{5} = \frac{3 \cdot 3 + 2 \cdot 5}{5} = 3,8 \approx 4 \text{ чел.-дн.}$$

где t_{oji} – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы чел.-дн.;

$t_{\min i}$ – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, чел.-дн.;

$t_{\max i}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, чел.-дн.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях T_p , по формуле:

$$T_{pi} = \frac{t_{\text{ож}i}}{Ч_i} = \frac{4}{1} = 4 \text{ дня}$$

Наиболее удобным и наглядным построением ленточного графика проведения научных работ является построение в форме диаграммы Ганта.

Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}} = 4 \cdot 1,56 = 6,24 \text{ дня}$$

где T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях;
 $k_{\text{кал}}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 118 - 14} = 1,56$$

Рассчитанные значения в календарных днях по каждой работе T_{ki} необходимо округлить до целого числа. Все рассчитанные значения сведем в таблицу 13, а общее количество календарных дней в таблицу 32.

Таблица 32 – Итоговая таблица

Итого	Общее количество календарных дней для выполнения научно-исследовательского проекта	163
	Общее количество календарных дней, в течении которых работал инженер-проектировщик	118
	Общее количество календарных дней, в течении которых работал руководитель темы	45

Таблица 33 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоёмкость работ						Длительность работ в рабочих днях T_{pi}		Длительность работ в календарных днях T_{ki}	
	t_{min} , чел-дни		t_{max} , чел-дни		$t_{ожi}$, чел-дни					
	Руководитель темы	Инженер- проектир.	Руководитель темы	Инженер- проектир.	Руководитель темы	Инженер- проектир.	Руководитель темы	Инженер- проектир.	Руководитель темы	Инженер- проектир.
Составление и утверждение технического задания	3	0	5	0	4	0	4	0	7	0
Выдача, подбор и изучение материалов по теме	2	4	3	7	3	6	3	6	5	10
Выбор направления исследований	2	3	3	4	3	4	3	4	5	7
Календарное планирование работ по теме	1	0	2	0	2	0	2	0	4	0
Анализ полученных исходных данных	0	4	0	9	0	6	0	6	0	10
Оценка электропотребления предприятием	0	4	0	8	0	6	0	6	0	10
Подбор генератора	0	3	0	7	0	5	0	5	0	8
Оценка водного потенциала	0	2	0	5	0	5	0	5	0	8
Выбор гидро оборудования (гидротурбин, аккумуляторов, контроллеров, инверторов)	0	8	0	12	0	10	0	10	0	16
Сравнение гибридной и сетевой гидроэлектростанции	0	5	0	10	0	7	0	7	0	11
Оценка эффективности полученных результатов	2	0	6	0	4	0	4	0	7	0
Контроль качества выполнения проекта и консультирование исполнителя	3	0	5	0	4	0	4	0	7	0
Разработка блок-схемы, принципиальной схемы	0	5	0	10	0	7	0	7	0	11
Выбор и расчёт конструкции	5	7	7	9	6	8	6	8	10	11
Технико-экономические расчеты	0	4	0	6	0	5	0	5	0	8
Составление пояснительной записки (эксплуатационно- технической документации)	0	3	0	6	0	5	0	5	0	8

Составление сетевого план-графика основывается на методе критического пути. Критический путь представляет собой полный путь, имеющий наибольшую продолжительность. Метод критического пути дает возможность варьировать сроками выполнения работ, не лежащими на критическом пути.

5.6 Бюджет научного исследования

При планировании бюджета научного исследования должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов планируемых расходов, необходимых для его выполнения.

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$Z_m = \sum_{i=1}^m \Pi_i \cdot N_{\text{расх}i}$$

где m – количество видов материальных ресурсов; $N_{\text{расх}i}$ – количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию; Π_i – цена приобретения единицы i -го вида.

Таблица 34 – Сырье, материалы, комплектующие изделия и покупные полуфабрикаты

Наименование	Кол-во	Цена за единицу, руб	Сумма, руб.
Бумага для принтера	2 пачки	240	480
Краска для принтера	1	490	490
Карандаш	1	19,14	19,14
Ластик	1	53,50	53,50
Ручка	2	25,40	50,8
Степлер	1	150	150
Картридж	2	990	1980
Мультифоры	3	243	729
Папки	3	377	1131
Линейка	1	289	289
Скорошиватели	1	5,31	5,31
Калькулятор	1	1257	1257
Всего за материалы			6634,75
Транспортно-заготовительные расходы (3-5%)			331,74
Итого по статье C_m			6966,49

В связи с длительностью использования материалов учитывается их стоимость с помощью амортизации:

$$A_{\text{комплекта}} = \frac{\text{стоимость} \cdot N_{\text{дней использования}}}{\text{срок службы} \cdot N_{\text{дней в году}}} = \frac{6966,49 \cdot 118}{1 \text{ год} \cdot 365} = 2252,18$$

Таблица 35 – Расчет бюджета затрат на приобретение спецоборудования

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во единиц оборудования	Цена единицы оборудования, руб.	Общая стоимость оборудования, руб.
1	Гидротурбин	1	60000	60000
2	Инвертор	1	150000	150000
4	Трансформатор	1	350 423	350 423
6	Кабель	1	53150	53150
7	Геологические работы	1	50 000	50 000
8	Затраты на подготовку площадок ГТ	1	90 000	90 000
9	Затраты на установку ГТ	1	50 000	50 000
10	Персональный компьютер(принтер) для оператора	1	35 000	35 000
11	Лицензия на программное обеспечение Microsoft Office	1	3 500	3 500
12	Транспортно-заготовительные расходы (15%)	1	105311	
Итого 702073				807384

В связи с длительностью использования учитывается стоимость аппаратуры и программного обеспечения с помощью амортизации:

$$A_{\text{комплекта}} = \frac{\text{стоимость} \cdot N_{\text{дней использования}}}{\text{срок службы} \cdot N_{\text{дней в году}}} = \frac{807384 \cdot 365}{20 \text{ лет} \cdot 365} = 40396$$

Бюджет включает в себя основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением НТИ, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату:

- Руководитель темы

$$Z_{\text{зн}} = Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}} = 132759 + 17258,67 = 150\,017,67 \text{ руб}$$

- Инженер-проектировщик

$$Z_{\text{зн}} = Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}} = 159754,3 + 20768,1 = 180\,522,4 \text{ руб}$$

где $Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата;

Основная заработная плата ($Z_{\text{осн}}$) от предприятия рассчитывается по следующей формуле:

- Руководитель темы

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_p = 2950,20 \cdot 45 = 132\,759 \text{ руб}$$

- Инженер-проектировщик

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_p = 1353,85 \cdot 118 = 159\,754,3 \text{ руб}$$

где T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.

$Z_{\text{дн}}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций. Дополнительная зарплата:

- Руководитель темы

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}} = 0,13 \cdot 132759 = 17\,258,67 \text{ руб.};$$

- Инженер-проектировщик

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}} = 0,13 \cdot 159754,3 = 20\,768,1 \text{ руб.};$$

где $k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной заработной платы 0,13

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

- Руководитель темы

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_m \cdot M}{F_{\text{д}}} = \frac{64677,60 \cdot 10,4}{228} = 2950,20 \text{ руб.},$$

- Инженер-проектировщик

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_m \cdot M}{F_{\text{д}}} = \frac{29680,64 \cdot 10,4}{228} = 1353,85 \text{ руб.},$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.:

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

при отпуске в 48 раб. дней $M=10,4$ месяца, 6-дневная неделя;

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн.

Таблица 36 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель темы	Инженер-проектировщик
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней:	60	60
• выходные дни и праздничные дни	14	14
Потери рабочего времени:	52	52
• отпуск и невыходы по болезни	11	11
Действительный годовой фонд рабочего времени	228	228

Месячный должностной оклад работника:

- Руководитель темы

$$Z_m = Z_{mc} \cdot (1 + k_{np} + k_d) \cdot k_p = 33\,162,87 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 64\,677,60 \text{ руб.}$$

- Инженер-проектировщик

$$Z_m = Z_{mc} \cdot (1 + k_{np} + k_d) \cdot k_p = 15\,220,84 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 29\,680,64 \text{ руб.}$$

где Z_{mc} – заработная плата по тарифной ставке, руб.; k_{np} – премиальный коэффициент, равный 0,3; k_d – коэффициент доплат и надбавок составляет 0,2; k_p – районный коэффициент, равный 1,3 (для города Томска);

Таблица 37 - Расчёт основной заработной платы

	Руководитель темы	Инженер-проектировщик
Заработная плата по тарифной ставке, (Z_{tc}), руб.	33 162, 87	15 220, 84
Премиальный коэффициент (k_{np})	0,3	

Коэффициент доплат и надбавок (k_d)	0,2	
Районный коэффициент (k_p)	1,3	
Количество месяцев работы без отпуска в течение года (M), месяцы	10,4	
Месячная заработная плата ($З_m$), руб.	64 677,60	29 680,64
Среднедневная заработная плата работника ($З_{дн}$), руб.	2 950, 20	1353, 85
Продолжительность выполнения данного проекта(T_p), раб. дни	45	118
Основная заработная плата начисленная за выполнения данного проекта($З_{осн}$), руб	132 759	159 754, 3
Коэффициент дополнительной заработной платы ($k_{доп}$)	0,13	
Дополнительная заработная плата исполнителей, ($З_{доп}$), руб	17 258, 67	20 768, 1
Итого, руб	150 017, 67	180 522, 4

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

- Руководитель темы

$$З_{внеб} = k_{внеб} \cdot (З_{осн} + З_{доп}) = 0,3 \cdot (132759 + 17258,67) = 45\,013,4 \text{ руб.};$$

- Инженер-проектировщик

$$З_{внеб} = k_{внеб} \cdot (З_{осн} + З_{доп}) = 0,3 \cdot (159754,3 + 20768,1) = 54\,156,72 \text{ руб.},$$

где $k_{внеб}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

На основании ст. 425 и 426 НК РФ общая ставка взносов составляет в 2018 году:

- 22 % – на пенсионное страхование;
- 5,1 % – на медицинское страхование;
- 2,9 % – на социальное страхование.

Отчисления во внебюджетные фонды представим в таблице 38.

Таблица 38 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель темы	132 759	17 285,67
Инженер-проектировщик	159 754,3	20 768,1
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,3	
Отчисления во внебюджетные фонды		
Руководитель темы	45 013,4	
Инженер-проектировщик	54 156,72	
Итого	99 170, 12	

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

$$З_{накл} = (З_{спец} + З_{осн} + З_{доп} + З_{внеб}) \cdot k_{нр} = 807384 \text{ руб.},$$

где $k_{нр}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Величину коэффициента накладных расходов можно взять в размере 80%. Рассчитанная величина затрат научно-технического исследования является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции.

Таблица 39 – Расчет бюджета затрат

Наименование статьи	Сумма, руб.	%
Затраты на специальное оборудование для научных работ	807384	46,6

Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	292 513,3	6,1
Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	38 053,77	0,8
Отчисления во внебюджетные фонды	99 170,12	2,1
Накладные расходы	769200	44,4
Бюджет затрат НТИ	2006320	100

5.7 Срок окупаемости проекта

Себестоимость 1 кВт·ч с учётом построенной гидроэлектростанции, и учётом приобретённого оборудования, составляет 26 руб/кВт·ч. Исходя из этого рассчитаем ежегодный доход от реализации электроэнергии с учетом затрат на эксплуатацию. Затраты на эксплуатацию примем 10000 рублей в год. Годовое потребление электроэнергии, которая была выработана станцией составит 10743 кВт. Получаем следующую формулу:

$$D = 10743 \text{ кВт} \cdot \text{ч} \times 26 \text{ руб} / \text{кВт} \cdot \text{ч} - 10000 \text{ руб} = 269318 \text{ руб}$$

Для начала рассчитаем срок окупаемости ВЭС без учета нормы дисконта. $Z_{\text{СУММ}}$ – суммарные капиталовложения 4 789 295,07 руб, D – ежегодный доход. Получаем формулу:

$$T_{\text{ОКУПИ}} = \frac{Z_{\text{СУММ}}}{D} = \frac{2006320}{269318} = 7,4 \text{ лет}$$

Рассчитаем чистый дисконтированный доход, приняв норму дисконта 7,25% ($r=0,0725$) и срок эксплуатации 20 лет.

$$NPV = \sum_{i=1}^n \frac{D_i}{(1+r)^i} - \sum_{i=1}^n \frac{I_i}{(1+r)^i}$$

$$\sum_{i=1}^{n=20} \frac{D_i}{(1+r)^i} = \sum_{i=1}^{n=20} \frac{269318}{(1+0,725)^i} = 2\,879\,000,7 \text{ руб}$$

$$\sum_{i=0}^n \frac{I_i}{(1+r)^i} = \frac{2006320}{(1+0,1)^0} = 2\,789\,295,07 \text{ руб},$$

где I – капиталовложения; n – принимаем равным 0, т.к. капиталовложение было всего один раз в самом начале срока эксплуатации.

$$NPV = \sum_{i=1}^n \frac{D_i}{(1+r)^i} - \sum_{i=1}^n \frac{I_i}{(1+r)^i} = 2\,879\,000,7 - 2\,789\,295,07 = 89\,705,63 \text{ руб}$$

Если $NPV > 0$ то наблюдается рост благосостояния инвестора, если $NPV < 0$, то наблюдается уменьшение благосостояния инвестора. В данном случае $NPV > 0$

Также можем рассчитать показатель рентабельности инвестиций:

$$PI = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{D_i}{(1+r)^i}}{\sum_{i=1}^n \frac{I_i}{(1+r)^i}} = \frac{2\,879\,000,7}{2\,789\,295,07} = 1,02$$

$PI > 1$ следовательно инвестиции вкладывать рентабельно (если $PI < 1$, то соответственно вкладывать инвестиции нерентабельно).

Для того, чтобы определить срок окупаемости проекта, рассчитаем чистый дисконтированный доход по годам и внесем полученные результаты в таблицу 40. А также построим график зависимости $f(\text{годы}) = NPV$

Таблица 40 – Расчет NPV по годам эксплуатации

Годы эксплуатации	Чистый дисконтированный доход (NPV), руб
0	-2789295.07
1	-2368448.27
2	-1947601.47
3	-1526754.67
4	-1105907.87
5	-685061.07

6	-264214.27
7	260866.53
8	681713.33
9	1102560.13
10	1523406.93
11	1944253.73
12	2365100.53
13	2785947.33
14	3206794.13
15	3627640.93
16	4944253.73
17	5365100.53
18	5785947.33
19	6206794.13
20	6627640.93

Из таблицы 20 видно, что NPV с отрицательного значения переходит на положительное в период между 7 и 8-м годом.

Вывод по главе 5

Произведено планирование научно-исследовательских работ и проверена конкурентоспособность гидротурбин. В ходе работы сформирована группа и сформулированы этапы выполнения последовательных работ, построена диаграмма Ганта, сетевой график, в котором указаны максимальные по длительности работы каждого из участников. Затем произведен расчета бюджета научно-технических исследований. В итоге для проведения научного исследования необходимо 3 000 000 руб, а для окупаемости проекта требуется 7 лет.

6. Социальная ответственность

Представление о понятии «Социальная ответственность» будущий специалист может получить из международного стандарта ICCSR26000 : 2011 «Социальная ответственность организации». В этом документе

приступившего к написанию раздела касаются вопросы выполнения требований к безопасности и гигиене труда, к промышленной безопасности, охране окружающей среды и ресурсосбережению. В соответствии со стандартом целями составления настоящего раздела должно явиться принятие проектных решений, исключающих несчастные случаи в производстве и снижение вредных воздействий на окружающую среду.

6.1 Производственная безопасность

6.1.1 Анализ вредных факторов производственной среды

В период эксплуатации, должна обеспечиваться безопасность труда по воздействию на человека:

Вредных факторов:

- вибрации;
- шума;
- освещения;
- возможные ненормативные метеоусловия;
- электромагнитных полей.

6.1.2 Производственная санитария

Согласно ГОСТ 12.0.002-97 производственной санитарией называется система организационных мероприятий и технических средств, предотвращающих или уменьшающих воздействие на работающих вредных производственных факторов.

Для создания нормальных условий работы объем производственных помещений должен составлять на одного работающего не менее 15 м, площадь не менее 4,5 м, при высоте помещения не меньше 3,2 м [СП 2.2.1.1312-03].

В цехах должны быть предусмотрены гардеробные, душевые, помещения для отдыха, оздоровительные кабинеты для рабочих станции.

6.1.3 Воздух рабочей зоны

Большое значение для охраны здоровья и труда человека имеет качество воздуха в производственных помещениях.

По ГОСТ 12.1.005-97ССБТ нормируются следующие параметры: *температура, относительная влажность, скорость движения воздушного потока, ПДК вредных веществ.*

Эти данные приведены в таблице 41.

Таблица 41 – Нормируемое качество воздуха

Сезон года	Категория работы	Температура, С°	Относительная влажность, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	I	20-30	60-40	0,2
	IIa	18-20		0,2
	II б	17-19		0,3
	III	16-18		0,3

Теплый	I	22-25	60-40	0,2
	II а	21-23		0,3
	II б	20-22		0,4
	III	18-21		0,5

При оценке допустимых значений температуры и влажности воздуха учитывается категория тяжести работ. По степени физической тяжести работа относится к категории средней тяжести IIб (СанПиН 2.2.4.548-96).

Параметры микроклимата в зимнее время поддерживаются системой отопления, летом – общеобменной вентиляцией.

6.1.4 Вентиляция

При осуществлении любого производственного процесса, как правило, всегда выделяется теплота. Источниками теплоты являются печи, паропроводы и т. д. Теплота выделяется при сжигании топлива, нагреве, при переходе электроэнергии в теплоту и т. п.

Для поддержания микроклимата в цехах станции в оптимальном состоянии используется вентиляция помещений.

Вентиляция позволяет осуществлять регулируемый воздухообмен, обеспечивающий нормальные санитарно-гигиенические условия в производственных помещениях.

В цехах станции используется *общеобменная, механическая приточно-вытяжная вентиляция*. Для очистки загрязненного воздуха, выбрасываемого в атмосферу используются пылеотделители [40].

6.1.5 Защита от шума и вибрации

Так же к вредным факторам на производстве относиться шум. Повышение звукового давления негативно влияет на орган слуха. Для измерения громкости (в децибелах Дб) может быть использован двушкальный шумомер.

Шум на исследовательском рабочем месте создаётся вентиляционной системой и производственным оборудованием (станки).

В качестве защиты от шума и звука следует применять нормирование; некоторые технические тонкости, звукоизоляцию, звукопоглощение, специальные глушители аэродинамического шума, средства индивидуальной защиты (наушники, беруши, противошумные каски, специальная противошумная одежда).

Таблица 42 – Допустимые уровни шума (ГОСТ 12.1.003-83)

Категория машины	Уровни звукового давления (ДБ) в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц								Уровни звука и эквивалентные уровни звука, по дБА
	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Выполнение всех видов работ на территории предприятий	95	87	82	78	75	73	71	69	80

Таблица 43 – Допустимые амплитуды виброперемещений для различных условий воздействия вибрации (ГОСТ 12.1.012-90)

Частота гармонической составляющей, Гц	Амплитуда виброперемещения, $\text{м} \times 10^{-3}$		
	на постоянных рабочих местах стационарных машин в производственных помещениях	в производственных помещениях, не имеющих источников вибрации	в помещениях работников умственного труда и персонала, не занимающегося физическим трудом

Частота гармонической составляющей, Гц	Амплитуда виброперемещения, $\text{м} \times 10^{-3}$		
	на постоянных рабочих местах стационарных машин в производственных помещениях	в производственных помещениях, не имеющих источников вибрации	в помещениях работников умственного труда и персонала, не занимающегося физическим трудом
2	1,4	0,57	0,2026
4	0,25	0,1	0,0354
8	0,063	0,025	0,0090
16	0,0282	0,112	0,0039
31,5	0,0141	0,0056	0,0020
63	0,0072	0,0028	0,0010

Всё оборудование, являющееся источником вибраций, должно быть установлено на виброопорах.

6.1.6 Освещение

Оценка освещенности рабочей зоны необходима для обеспечения нормированных условий работы в помещениях и проводится в соответствии с СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03.

Правильно спроектированное и выполненное освещение на предприятии, обеспечивает возможность нормальной производственной деятельности.

Наилучшим видом освещения является дневное, солнечное. Поэтому в соответствии с СП все цеха станции имеют естественное освещение. Но дневной свет не может обеспечить нужное освещение в течении всего рабочего дня, а так же зависит от погодных условий.

Поэтому цеха станции обеспечиваются естественным и искусственным освещением. В качестве источников искусственного освещения применяются

дуговые ртутные лампы (ДРЛ) с минимальной освещенностью от 300 лк и более.

6.2 Анализ опасных факторов производственной среды

В период эксплуатации, должна обеспечиваться безопасность труда по воздействию на человека:

Опасных факторов:

- электробезопасности;
- пожаровзрывобезопасности.

6.2.1 Электробезопасность

Электрический ток представляет значительную опасность для здоровья человека непосредственно при контакте человека с токопроводящей поверхностью.

Электробезопасность - система организационных и технических мероприятий и средств, обеспечивающих защиту людей от вредного и опасного действия электрического тока, электрической дуги, электромагнитного поля и статического электричества [41].

Прохождение электрического тока через тело человека вызывает поражение различных органов, оказывает воздействие на нервную систему, кровеносно-сосудистую систему человека, на кровь, сердце, мозг и т.д.

Помещение трансформаторной подстанции является помещением повышенной опасности, так как выполняется одновременно два условия повышенной опасности: токопроводящие полы, возможности одновременного прикосновения человека к имеющим соединение с землей

металлоконструкциям зданий, технологическим аппаратам, механизмам и т.п., с одной стороны, и к металлическим корпусам электрооборудования – с другой.

Виды воздействий электрического тока на организм человека:

- термическое воздействие тока проявляется в ожогах, нагрев кровеносных сосудов, сердца, мозга и других органов, находящихся на пути протекания тока до критической температуры;
- электролитическое действие тока выражается в разложении крови, что нарушает ее состав и функции;
- механическое действие тока проявляется в значительном давлении в кровеносных сосудах и мышечных тканях;
- биологическое действие тока проявляется в раздражении живых тканей, что вызывает реакцию организма – возбуждение, что и обуславливает непроизвольное сокращение мышц.

При наиболее неблагоприятном исходе воздействие электрического тока может привести к смерти человека.

Основным документом, регламентирующим воздействие электрического тока в производственных условиях, является ГОСТ 12.1.009-76.

Для защиты персонала от поражения электрическим током в цехах станции используются следующие меры: защита от случайного прикосновения; защитное заземление; зануление.

6.2.2 Защита от случайного прикосновения

Для исключения возможности случайного прикосновения или опасного приближения к токоведущим частям в цехах станции обеспечивается их

недоступность путем ограждения, блокировок или расположения токоведущих частей на недоступную высоту.

Ограждения применяются как сплошные, в виде кожухов и крышек, применяемые в электроустановках до 1000 В, так и сетчатые, которые имеют двери, запирающиеся на замок.

в электроустановках до 1000 В ограждаются – неизолированные токоведущие части, находящиеся под напряжением части ЭД, пусковая аппаратура, открытые плавкие вставки.

В электроустановках выше 1000 В – все без исключения токоведущие части (изолированные и неизолированные) должны быть надежно ограждены сетками, закрыты металлическими дверями, заключены в металлические ящики или расположены на недоступной высоте.

Блокировки применяются в электроустановках, в которых часто производятся работы на ограждаемых токоведущих частях и электрических аппаратах. Электрические блокировки осуществляют разрыв цепи специальными контактами, которые устанавливаются на дверях кожух. Блокировки применяются также для предупреждения ошибочных действий персонала при переключениях [41].

6.2.3 Защитное заземление

Защитное заземление – преднамеренное электрическое соединение с землей или ее эквивалентом металлических нетокведущих частей, которые могут оказаться под напряжением вследствие замыкания на корпус и по другим причинам (индуктивное влияние соседних токоведущих частей, вынос потенциала, разряд молнии и т. п.). Основное назначение защитного заземления – устранение опасности поражения персонала электрическим током при появлении напряжения на конструктивных частях электрооборудования.

Стоит отметить, что защитное заземление не всегда может быть эффективным. Тогда прибегают к занулению.

Расчет защитного заземления.

Искусственное групповое защитное заземляющее устройство (УЗЗ) состоит из вертикальных электродов и горизонтально расположенной соединительной полосы, соединенных между собой сваркой. Для обеспечения надежной защиты от электропоражения устройство заглубляется в землю на 0,7-0,8 м. Это необходимо, так как верхний слой земли промерзает и высыхает при снижении и повышении сезонных колебаний температуры, что может приводить к возрастанию удельного сопротивления растеканию тока в земле.

Для уменьшения размеров и экономических затрат на сооружение УЗЗ рекомендуется использовать сопротивление естественных заземлителей. В качестве которых можно использовать: свинцовые оболочки кабелей; инженерные сооружения, проложенные в земле, кроме трубопроводов для горючих жидкостей; грозозащита опор линий электропередачи.

В данной работе расчет УЗЗ выполнен, исходя из допустимого, согласно ПУЭ, сопротивления заземлителя растеканию тока методом коэффициентов использования.

Исходные данные для расчета:

Для расчета заземления необходимы следующие сведения:

1) характеристика электроустановки: электроустановка напряжением до 1000 В (220/380 В), мощностью $N = 12,88$ кВт;

2) формы и размеры электродов, из которых предполагается соорудить проектируемый групповой заземлитель, а также предполагаемая глубина погружения их в землю. Вертикальные (стержневые) электроды, забиваемые вертикально в землю, выполнены обычно из стальных труб диаметром 2,5 см с толщиной стенки не менее 3,5 мм длиной 2,5 м. Для горизонтальных электродов применяется полосовая сталь сечением 4х30 мм;

3) удельное сопротивление грунта на участке, где сооружается заземлитель, 60 Ом·м (в соответствии с табл. 44).

Таблица 44 – Удельные сопротивления грунта растеканию тока короткого замыкания

Грунт	Удельное сопротивление, (Ом·м)	Грунт	Удельное сопротивление, (Ом·м)
Песок сухой	2500	Глина	60
Песок влажный	600	Торф	20
Супесок	300	Каменный	4000
Чернозем	200	Вода речная	100
Суглинок	100	Вода озерная	50

4) естественный заземлитель: трубопровод длиной $L=25\text{м}$, проложенный в земле на глубине 2,5 м, диаметром $D=35\text{мм}$.

6.2.4. Пожарная безопасность

Противопожарная защита имеет своей целью изыскание наиболее эффективных, экономически целесообразных и технически обоснованных способов и средств предупреждения пожаров и их ликвидации с минимальным ущербом при наиболее рациональном использовании сил и технических средств тушения.

Система пожарной защиты предусматривает следующие меры: применение не горючих и трудногорючих веществ и материалов в производстве, ограничения количества горючих веществ и их надлежащее размещение; изоляция горючей среды; применение средств коллективной и индивидуальной защиты от огня и средств пожарной сигнализации.

Все цеха станции оборудуются электрической пожарной сигнализацией, которая служит для быстрого извещения службы пожарной охраны о возникшем пожаре.

Помимо пожарного оборудования в местах, определенных пожарной охраной, должны быть размещены пожарные щиты со следующим набором пожарного оборудования: топоров – 2; ломов и лопат – 2; багров железных – 2; ведер, окрашенных в красный цвет – 2; огнетушителей – 4 воздушно-эмульсионных по 2 литра каждый [Постановление Правительства РФ от 25.04.2012 N 390 О противопожарном режиме].

При тушении пожаров в электроустановках возникает опасность поражения электрическим током. Необходимо отключить напряжение, прежде чем приступать к тушению пожара. Поражение электрическим током может наступить в результате ГОСТ 12.2 037-78:

- непосредственного прикосновения к токоведущим частям, находящимся под напряжением;
- прохождения тока утечки через тело человека;
- попадание под шаговое напряжение. Наибольшая вероятность поражения возникает в случае, при котором струя огнетушащего состава достигает частей электроустановки, находящейся под напряжением. Одним из решений является применение токонепроводящих огнетушащих составов. Кроме того, возгорание возможно в труднодоступных для тушения частях установки.

Существенную роль в пожарной безопасности электроустановок играют правильный выбор и режим работы электрооборудования с учетом пожароопасности и взрывоопасности помещений.

Выбор электрического оборудования для пожароопасных помещений, и наружных установок производится в зависимости от класса помещения, по степени пожарной опасности осуществляется согласно ПУЭ-85 гл.7.4.

В пожароопасных помещениях, как правило, применяются машины закрытого типа, защита и аппаратура в пыленепроницаемом исполнении.

На каждом предприятии должен быть установлен противопожарный режим и выполнены противопожарные мероприятия. Составляются карточки тушения пожара и оперативный план пожаротушения. Оперативный план пожаротушения является основным документом, состоит из графической и текстовой части и разрабатывается предприятием совместно с пожарной охраной.

При обнаружении возгораний или пожара оперативный персонал согласно регламенту:

1. Вызывает пожарную команду.
2. Оповещает руководство предприятия.
3. Производит необходимые отключения и заземления оборудования.
4. Встречает пожарную команду, производит инструктаж по ПТБ.
5. Выдает разрешение (допуск) на тушение пожара.
6. Выдает средства защиты.
7. Заземляет пожарную машину и ствол.

В каждом цехе должна быть разработана инструкция о конкретных мерах пожарной безопасности, противопожарном режиме и план эвакуации персонала из помещений.

Пути эвакуации персонала категорически запрещается загромождать оборудованием. На путях эвакуации устанавливаются указатели и световые табло.

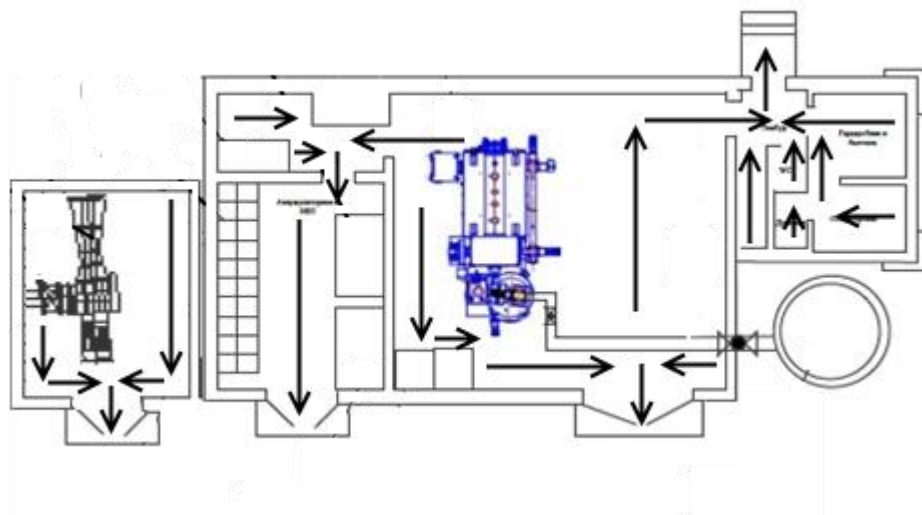


Рисунок 33 – План эвакуации

В соответствии с требованиями главы СНиП 2.01.02-85 эвакуационные пути должны обеспечивать эвакуацию всех людей, находящихся в помещениях зданий и сооружений, в течение необходимого времени эвакуации. Расчетное время эвакуации людей из помещений и зданий определяют исходя из протяженности эвакуационных путей и скорости движения людских потоков на всех участках пути от наиболее удаленных мест до эвакуационных выходов.

6.3 Экологическая безопасность

Важными направлениями охраны окружающей среды следует считать совершенствование технологических процессов и разработку нового оборудования с меньшим уровнем выбросов в окружающую среду, замену и по возможности широкое применение дополнительных методов и средств защиты окружающей среды.

Также из-за использования обтирочных материалов образуются твердые отходы, для которых предусмотрены места хранения, и в конце смены они очищаются. При удалении отходов с территории предприятия им

присваиваются категории опасности и вывозятся на соответствующие полигоны (промышленных отходов, токсичных отходов и т.д.).

Производственные сточные воды после соответствующей очистки могут быть повторно использованы в технологическом процессе, для чего создаются системы оборотного водоснабжения либо замкнутые (бессточные) системы водоснабжения и канализации, при которых исключается сброс каких-либо вод в водоёмы.

Вследствие использования работниками душевых и туалетов образуются жидкие отходы для удаления, которых применяют канализационную систему.

6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Одной из основных задач при проектировании предприятия является повышения их устойчивой работы в чрезвычайных ситуациях (военное время, стихийные бедствия).

Для этого предусматривается большой объем работ. К ним относятся инженерно-технические и организационные мероприятия. Инженерно-техническими мероприятиями обеспечиваются повышение устойчивости промышленных зданий, сооружений, оборудования и коммуникаций предприятия к воздействию поражающих факторов ядерного оружия, стихийного бедствия.

Устойчивость работы объекта зависит от факторов, основными из которых являются:

- способность инженерно-технического комплекса объекта (здания, технологического оборудования, коммуникаций) в определенной степени защитит от поражающих и разрушительных факторов ОПМ;

- обеспеченность системы работы объекта всем необходимым для производства продукции (электричеством, сырьем, топливом, водой);
- подготовленность объекта к ведению восстановительных работ;
- подготовленность объекта к ведению спасательных работ;
- надежность управления, оповещения и связи.

Нормы проектирования инженерно-технических мероприятий (ИТМ) ГО – это руководящий документ, определяющий требования и рекомендации к проведению мероприятий обеспечивающих устойчивую работу народного хозяйства страны (разрабатывается штабом ГО России).

Мероприятия по повышению устойчивости систем электроснабжения.

- создаются дублирующие источники электрической энергии, газа;
- инженерные и энергетические коммуникации переносятся в подземные сооружения;
- наиболее ответственные устройства размещать в подвальных помещениях;
- производятся прочные крепления трубопроводов и эстакад, чтобы избежать их сдвига или сброса;
- деревянные опоры заменять на металлические или железобетонные;
- создается резерв автономных источников электроснабжения и водоснабжения;
- подключение объекта к нескольким источникам питания, удаленных один от другого на расстояние исключающим их одновременное поражение.

Учитывая сложность систем электроснабжения, опасность производства работ на поврежденных сетях восстановительные работы должны вестись специализированными формированиями энергетических служб.

6.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Во избежание высокой аварийности электрооборудования персонал, обслуживающий электроустановки, должен быть специально подготовлен, здоров, иметь соответствующие профессиональные навыки.

Состояние здоровья электротехнического персонала определяется медицинским освидетельствованием при приеме на работу и затем периодически 1 раз в 2 года. Лица, не достигшие 18-летнего возраста, не могут быть допущены к эксплуатации электрооборудования. Существуют противопоказания к работе в электроустановках для лиц, обладающих стойким понижением слуха, плохим зрением, стойким слезоточением, нарушением вестибулярного аппарата, алкоголиков, наркоманов, токсикоманов.

Лица из электротехнического персонала со II - V квалификационными группами по электробезопасности не должны иметь увечий и болезней (стойкой формы), мешающих производственной работе.

Обязательным условием для принимаемых на работу лиц электротехнического персонала является прохождение ими обучения. Производственно-техническая учеба осуществляется квалифицированными инженерно-техническими работниками по специальным программам. Продолжительность обучения - до трех месяцев при обучении с отрывом от производства и до шести месяцев без отрыва от производства.

Программа обучения включает в себя минимум теоретических знаний, а также изучение схем электроснабжения, вопросов монтажа и ремонта электрооборудования, действующих нормативных документов, новинок техники, электробезопасности. Исключение составляют электромонтеры, перешедшие на другую работу или имевшие перерыв в работе более одного года. Обучение их производится по программе, разработанной ответственным за электрохозяйство, под руководством опытного

специалиста в сроки, необходимые для освоения практических навыков работы на новом месте.

Вывод по главе 6

Произведен анализ производственной безопасности, экологической безопасности, безопасности в чрезвычайных ситуациях, правовые организационные вопросы обеспечения безопасности. Определены и предложены меры для обеспечения безопасных условий труда.

Заключение

1. Проведен анализ современного состояния электроэнергетики в Российской Федерации, и выявлены направления ее развития, и цели поставленные государством в этой области.
2. Сделан анализ оборудования для микроГЭС. Определены плюс и минусы оборудования.
3. Проведен анализ оборудования и оценка его эффективности.
4. Определена структурная схема автономного электроснабжения поселка по экономическим критериям.
5. Проведена оценка потенциала ветровой и солнечной энергии, проведен анализ стоимости, при использовании этой энергии.
6. Определено количество энергии потребляемое поселком по месяцам.
7. Составлен энергетический баланс и структурная схема.
8. Проведено обоснование и выбор оборудования для микроГЭС.
9. Получены данные по переходным процессам, в результате математического анализа.
10. Разработана схема электроснабжения, выбраны аппараты защиты и кабельные линии.
11. Выполнен экономический анализ и определен тариф на электроэнергию.
12. Произведено планирование научно-исследовательских работ и проверена конкурентоспособность гидротурбин. В ходе работы сформирована группа и сформулированы этапы выполнения последовательных работ, построена диаграмма Ганта, сетевой график, в котором указаны максимальные по длительности работы каждого из участников.

13. Произведен анализ производственной безопасности, экологической безопасности, безопасности в чрезвычайных ситуациях, правовые организационные вопросы обеспечения безопасности. Определены и предложены меры для обеспечения безопасных условий труда.

Литература

1. Сурков М.А., Лукутин Б.В., Мировые тенденции в области построения автономных систем электроснабжения с использованием возобновляемых источников энергии.
2. Лукутин Б.В., Обухов С.Г., атомное электроснабжение от микрогидроэлектростанции.
3. Лукутин Б.В., Муравлев И.О., Плотников И.А. Системы электроснабжения с ветровыми и солнечными электростанциями.
4. Лукутин Б.В., Суржиков О.А., возобновляемая энергетика в децентрализованном электроснабжении.
5. Лукутин Б.В. возобновляемые источники электроэнергии.
6. Муравлев И.О. Моделирование энергетических характеристик возобновляемых энергоисточников и автоматизация лабораторных исследований в лаборатории «Возобновляемые источники энергии»
7. Обухов С.Г. микрогидроэлектростанции
8. База данных – URL <http://green.ru.tomres/>
9. Сайт «Комплексные решения в области электроснабжения Power group Ukraine» <http://power-group.com.ua/>
10. База данных NASA SSE Surface meteorology and Solar Energy URL - <https://eosweb.larc.nasa.gov/sse/>
11. А.М. Трещ Моделирование солнечных батареи в среде Matlab/Simulink
12. Обухов С.Г ПРОГНОЗИРОВАНИЕ РЕЖИМОВ ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ АВТОНОМНЫМИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИМИ СИСТЕМАМИ
13. Характеристики выбранных контроллеров – <https://wind-solar.ru/p14028120-gibridnyj-kontroller-zaryada.html>

14. Характеристики выбранных инверторов –
<http://energywind.ru/katalog/inventory/invertor-map-hybrid-12000w-48v>
15. Техническое задание к запросу коммерческих предложений на поставку оборудования монтаж и ввод в эксплуатации. Автономных гибридных энергетических установок в пяти населённых пунктах Республики Карелия.
16. ru.wikipedia.org
17. news.yandex.ru
18. Лукутин Б.В., Обухов С.Г., Яворский М.И.. Перспективы малой энергетики в Томской области // Ресурсы регионов России. – 2002. – №4. – С.25–32.
19. Кажинский Б.Б. Гидроэлектрические и ветроэлектрические станции малой мощности. М.: Госпланиздат, 1946 – 135 с.
20. Лукутин Б.В., Сипайлов Г.А. Использование механической энергии возобновляемых природных источников для электроснабжения автономных потребителей. Фрунзе: Илим, 1987. – 134 с.
21. Ежков А.В. Оборудование микроГЭС. Энергохозяйство за рубежом, -1982. - №5. - 35-37 с.
22. Соколов Д.А. Использование водной энергии. - М.: Машгиз, 1960. – 343с.
23. Пивоваров В.А. Проектирование и расчет систем регулирования гидротурбин.- Л.:Машиностроение, 1973.-273 с.
24. Карелин В.Я., Волшаник В.В. Сооружения и оборудование малых гидроэлектростанций. - М.:Энергоатомиздат, 1986.- 199 с.
25. Данченко А.М. и др. Кадастр возможностей / Под ред. Б.В.Лукутина – Томск: Изд-во НТП, 2002. –280 с.. ил.
26. <http://www.intersolar.ru/>
27. <http://inset.ru/>
28. <http://www.energy-alliance.spb.ru>

29. А.с. 1305429 (СССР). Микрогидроэлектростанция. Лукутин Б.В., Обухов С.Г. Оpubл. в Б.И. Бюлл. № 17, 1987
30. Alp.Partnun, St.Antonien. МикроГЭС. Hassler Erwin, Elektrotechnik, Schweiz, 1985, 36, № 12, p 49-51.
31. Лукутин Б.В., Обухов С.Г., Озга А.И. Выбор параметров цифрового регулятора частоты автономной микрогидроэлектростанции. Гидротехническое строительство. - 1992, №9, с.40-43
32. Лукутин Б.В., Обухов С.Г. Выбор способа регулирования микрогидроэлектростанций с автобалластной нагрузкой. Гидротехническое строительство. - 1990, №7, с.33-35
- 33.Лукутин Б.В., Обухов С.Г. Микрогидроэлектростанция с автобалластной нагрузкой, регулируемой по частоте выходного напряжения. Электромеханика. - 1990. - № 6. - с. 111-119
- 34.Лукутин Б.В., Обухов С.Г. Система управления затвором микрогидроэлектростанции. Патент RU 2005138C1 F03B15/06. Оpubл. БИ № 47-48, 1993
35. Балагуров В.А. Проектирование специальных электрических машин переменного тока.-М.:Высшая школа, 1982.
36. Лукутин Б.В., Обухов С.Г. Эквивалентная нагрузка генератора микрогидроэлектростанции с автобалластной нагрузкой. Электромеханика, 1988, №5. с. 99-104. (Изв. вузов).
37. Лукутин Б.В., Обухов С.Г., Шандарова Е.Б. Способы повышения качества выходного напряжения микрогидроэлектростанции с тиристорным автобалластом. Промышленная энергетика. - 2000, №8, с.49-52
38. DIERET - дистанционный интернет курс «Технологии использования возобновляемых источников энергии», <http://www.ecomuseum.kz>
39. Иллюстрированный справочник по возобновляемой энергетике / ИнтерСоларЦентр, <http://www.intersolar.ru/>

40. Australian Renewable Energy Website. Commonwealth of Australia, Australian Greenhouse Office, 1999. Available: <http://acre.murdoch.edu.au/ago/hydro/hydro.html>
41. Basic Nomenclature of a Dam. 2001. Pennsylvania Department of Environmental Protection. 10/1/03. <http://www.dep.state.pa.us/dep/deputate/watermgt/>
42. WE/FactSheets/Dam/fs1925.htm
43. Conner, Alison M. and James E. Francfort. 1997. U.S. Hydropower Resource Assessment for Pennsylvania. Idaho National Engineering and Environmental Laboratory. pp 6-11.
44. Conner, Alison M, James E. Francfort, and Ben N Rinehart. 1998. U.S. Hydropower Resource Assessment Final Report. Idaho National Engineering and Environmental Laboratory. Available: <http://hydropower.inel.gov/resourceassessment/pdfs/doeid-10430.pdf>
http://www.ctcfoundation.org/Energy_and_Enviro/Ninevah/BAMR_commitment.htmlfs/4.%20Datapt1.pdf
46. Energy Efficiency and Renewable Energy, US Department of Energy. "Hydropower Topics." Last updated November 2003. Available: <http://www.eere.energy.gov/RE/hydropower.html>
47. Flat Rock Dam Information. 10/13/03 <http://www.eshrike.com/photo/places/Philadelphia/Dam/>
48. GE Power Systems. Products for Hydropower and Water Control. Available: <http://www.gepower.com>
49. Hall, Douglas, Hunt, Richard, Reeves, Kelly, and Carroll Greg. Estimation of Economic Parameters of U.S. Hydropower Resources. June 2003.
50. http://hydropower.id.doe.gov/pdfs/project_report-final_with_disclaimer-3jul03.pdf
51. Сумарокова Л.П. Электроснабжение промышленных предприятий //учебное пособие. - Томск: ТПУ, 2012. – 288 с.

52. Кабышев А.В., Обухов С.Г. Расчет и проектирование систем электроснабжения: Справочные материалы по электрооборудованию // учебное пособие. - Томск: ТПУ, 2005. – 168 с.

53. А.В. Кабышев, Электроснабжение объектов//учебное пособие. – Томск: ТПУ, 2007. – 185с.

54. Правила устройства электроустановок : Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7. – Новосибирск: Сиб. Унив. Изд-во, 2009. – 853 с., ил.

55. Санитарные нормы СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки» (утв. постановлением Госкомсанэпиднадзора РФ от 31 октября 1996 г. N 36) [Электронный ресурс]: Электрон. дан. URL: <http://base.garant.ru>. (Дата обращения: 8.02.2018)

56. ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ. «Шум. Общие требования безопасности» [Электронный ресурс]: Электрон. дан. URL: <http://internet-law.ru>. (Дата обращения: 15.02.2018)

57. СН 2.2.4/2.1.8.556–96 «Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий» [Электронный ресурс]: Электрон. дан. URL: <http://libinfo.org.ru>. (Дата обращения: 20.02.2018)

58. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 «Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий» [Электронный ресурс]: Электрон. дан. URL: <http://ohranatruda.ru>. (Дата обращения: 10.03.2018)

59. ГОСТ 12.1.002-84 «ССБТ. Электрические поля промышленной частоты. Допустимые уровни напряженности и требования к проведению контроля на рабочих местах» [Электронный ресурс]: Электрон. дан. URL: <http://ohranatruda.ru>. (Дата обращения: 15.03.2018)

60. СанПиН 2.2.4.1191-03 «Электромагнитные поля в производственных условиях» [Электронный ресурс]: Электрон. дан. URL: <http://docs.cntd.ru>. (Дата обращения: 20.03.2018)

61. ГОСТ 12.0.002 – 80 «Система стандартов безопасности труда» [Электронный ресурс]: Электрон. дан. URL: <http://docs.cntd.ru>. (Дата обращения: 25.03.2018)

62. Р 2.2.755-99 «Гигиенические критерии оценки и классификация условий труда по показателям вредности и опасности факторов производственной среды, тяжести, и напряженности трудового процесса» [Электронный ресурс]: Электрон. дан. URL: <http://docs.cntd.ru>. (Дата обращения: 10.05.2018)

63. ГОСТ 12.1.038 – 82 «Электробезопасность. Предельно-допустимые значения напряжений прикосновения и токов» [Электронный ресурс]: Электрон. дан. URL: <http://internet-law.ru>. (Дата обращения: 01.04.2018)

64. ГОСТ 12.1.004-91 «Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования» [Электронный ресурс]: Электрон. дан. URL: <http://internet-law.ru>. (Дата обращения: 05.04.2018).

65. ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ «Взрывобезопасность. Общие требования» [Электронный ресурс]: Электрон. дан. URL: <http://mchs.gov.ru> (Дата обращения: 06.04.2018).

66. ФЗ №123 «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» [Электронный ресурс]: Электрон. дан. URL: <http://mchs.gov.ru> (Дата обращения: 08.04.2018).

67. ППБ 01-03 «Правила пожарной безопасности» [Электронный ресурс]: Электрон. дан. URL: <http://mchs.gov.ru> (Дата обращения: 09.04.2018).

68. ГОСТ 12.4.009-75* «Емкости для воды» [Электронный ресурс]: Электрон. дан. URL: <http://internet-law.ru> (Дата обращения: 10.04.2018).

69. ГОСТ 3620-76 «Лопаты стальные, строительные» [Электронный ресурс]: Электрон. дан. URL: <http://docs.cntd.ru>. (Дата обращения: 12.04.2018).

70. ГОСТ 17.2.1.03-84 «Охрана природы. Атмосфера. Термины и определения контроля загрязнения» ГОСТ 17.4.3.04-85 «Охрана природы. Почвы. Общие требования к контролю и охране от загрязнения» ГН

2.2.5.1313 - 03 «Предельно допустимые концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны» [Электронный ресурс]: Электрон. дан. URL: <http://docs.cntd.ru> (Дата обращения: 14.04.2018).

71. ГОСТ Р 22.0.01 – 94, ГОСТ Р 22.3.03 – 94 «Безопасность в чрезвычайных ситуациях» [Электронный ресурс]: Электрон. дан. URL: <http://docs.cntd.ru>. (Дата обращения: 16.04.2018).

72. ГОСТ 12.2.049-80 «Оборудование производственное» [Электронный ресурс]: Электрон. дан. URL: <http://docs.cntd.ru>. (Дата обращения: 18.04.2018).

73. ГОСТ 21889-76 «Система “Человек-машина”. Кресло человека-оператора. Общие эргономические требования» [Электронный ресурс]: Электрон. дан. URL: <http://docs.cntd.ru>. (Дата обращения: 20.04.2018).

74. ГОСТ Р 50923-96 «Дисплеи. Рабочее место оператора. Общие эргономические требования и требования к производственной среде. Методы измерения» [Электронный ресурс]: Электрон. дан. URL: <http://internet-law.ru> (Дата обращения: 25.04.2018).

75. Правовые, нормативно – технические и организационные основы БЖД [Электронный ресурс]: Электрон. дан. URL: [https:// http://bgdstud.ru](https://http://bgdstud.ru). (Дата обращения: 01.05.2018)

Приложение А

Hydroelectricity

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5АМ6К	Сучков Игорь Константинович		

Консультант ОЭЭ:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Муравлев Игорь Олегович	к.т.н.		

Консультант – лингвист ОИЯ:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Низкодубов Гавриил Анатольевич	к.п.н.		

INTRODUCTION

Hydroelectric power captures the energy released from falling water. In the most simplistic terms, water falls due to gravity, which causes kinetic energy to be converted into mechanical energy, which in turn can be converted into a useable form of electrical energy. Ancient Greeks used wooden water wheels to convert kinetic energy into mechanical energy as far back as 2,000 years ago. In 1882 the first hydroelectric power plant was built in the United States using a fast flowing river. Humans in time began creating dams to store water at the most convenient locations in order to best utilize power capacity (Australia Renewable Energy). Additional engineering and structural changes have followed, providing for a much more complicated process in designing a hydroelectric power plant.

Hydroelectric power plants are categorized according to size. They fit into one of four different size ranges: Micro, Mini, Small, and Large. A Micro sized plant is one that generates less than 100 kW of electricity and would typically be used to power 1-2 houses. A Mini facility can serve an isolated community or a small factory by generating 100kW-1MW of electricity. A Small plant generates 1MW-30MW and can serve an area while supplying electricity to the regional grid. Lastly, a Large facility generates more than 30MW of power. Hydroelectric power accounts for about 10% of the total energy produced in the United States. The United States has the hydroelectric power potential to create 30,000MW of electricity by utilizing 5,677 undeveloped sites. This figure is based on environmental, legal, and institutional constraints. In Pennsylvania, we could potentially produce 5,525,646 MWhr of electricity annually; however, this would still only account for 3% of total electricity generation in the commonwealth.

According to the US Hydropower Resource Assessment Final Report, there are a total of 104 projects that have a nameplate capacity of 2,218MW. One of these sites is the Flat Rock Dam in Manayunk, PA and this will be the site of our proposed hydroelectric power plant. It is located in Philadelphia County in the Delaware River Basin on the Schuylkill River and has a nameplate capacity of

2500kW. The canal and dam were first built in 1819 and rebuilt in 1977 after the dam collapsed. It is built on top of a naturally existing fall. The canal served to provide transportation for anthracite coal in the region by allowing boats to avoid the rapids; the water was also used to power mills on Venice Island, the island created by the canal. Boaters today use the “slack water” for recreation.

Research Expedition Sites

On the trip to Iceland and the United Kingdom we saw two hydroelectric power plants – Irafoss and the Dinorwig Electric Mountain. Irafoss is located in Iceland and is one of three power stations on the River Sog. The power plants were designed to provide electricity to the capital city of Reykjavik. The Irafoss station harnesses power from two falls, the Irafoss and Kistufuss, located on the lower Sog. The combined head of the two falls is 38 meters. When it went online in 1953 it utilized 2 turbines that each generated 15.5 MW. In 1963 an expansion of the plant added a third turbine, which has a generating capacity of 16.7 MW. Interestingly, one of the brands of generators they use is Westinghouse Electric, International Co. of the United States. The Electric Mountain and Dinorwig Power Station in Wales in the United Kingdom is a pump-storage facility. The basic mechanics of a pump-storage facility is the use of two reservoirs at different altitudes. When water from the upper reservoir is released energy is generated. During non-peak hours when there is excess energy, the water is pumped from the lower reservoir back to the upper reservoir in order to fulfill peak demand once more. The picture on this page is a schematic of the inner workings of the plant. It can generate 1320MW of power and the pumps and turbines can reach maximum capacity in less than 16 seconds.

Scope of Project

While these are effective plants in their respective geographical areas, we wanted to research the effectiveness of building a hydroelectric power plant in a more local region of Pennsylvania. As mentioned earlier, we will take a look at the power potential of Flat Rock Dam in Manayunk, PA. We chose to address

economic and environmental considerations and then propose a site in which to build a power plant and/or make modifications to the existing area. First, we wanted to address the general environmental concerns of any hydroelectric power plant. We decided to weigh the benefits and drawbacks to the flora and fauna affected by the construction of a plant. We then considered what economic impacts would be placed on the immediate area surrounding the plant, and also examined the historical and contemporary economics of the region. Finally, we studied the engineering specifications to satisfy as many environmental and economic concerns as is possible while building an efficient plant with the correct amount of power generation.

1. ENVIRONMENTAL EFFECTS

The implications of a hydroelectric power plant are quite varied and have significant effects on the physical, biological, and human environment in and near the site area. Complicating the matter even further, hydroelectric power generation is usually not the single reason why a dam is constructed along a river. A coal power station is not built for any other reason but power generation, whereas a hydroelectric dam may be constructed for other reasons such as flood control. Since hydropower is generated from the dam, however, some of the environmental implications should still be attributed back to the production of hydropower. As we have chosen a site with a pre-existing dam not all of the implications will directly apply. However, it is important to understand all the consequences of hydroelectric power and the existence of dams on rivers.

1.2 Physical

The physical environment is affected rather significantly by the construction of a hydroelectric power station. Both the river and ecosystem of the surrounding land area will be altered as soon as dam construction begins. Once the barrier is put in place, the free flow of water stops and water will begin to accumulate behind the dam in the new reservoir. This land may have been used for other things such as agriculture, forestry, and even residences, but it is now unusable. The loss of habitat may not seem severe but if this area was home to a threatened or endangered species, the dam construction could further threaten that species risk of extinction (Biswat, 1981).

The reservoir that has been rapidly filling up with water immediately begins filling up with sediment as well. Obviously the use of the reservoir is inhibited by sedimentation, so less water can be stored when more sediments fill in the bottom of the reservoir. The engineering problem with sedimentation is that less power is generated as the reservoir's capacity shrinks. Clean water stripped of its sediment load is now flowing downstream of the dam. This clean water has more force and velocity than water carrying a high sediment load and thus erosion of the riverbed

and banks becomes problematic. Since this is unnatural and a form of “forced erosion” it occurs at a much faster rate than natural river process erosion to which the local ecosystem would be able to adapt. Environmentalists must work to slow down the water by creating barrages, although the effectiveness of these techniques is not exactly known (Thorndike, 1976).

An additional problem the sedimentation of the dam creates is erosion of the delta at the mouth of the river. All the sediments that are now trapped in the reservoir previously ended up in the delta. The Aswan Dam on the Nile River is a perfect example; the delta that is 1,000 km away is heavily eroded by winter waves. Sediments carried downstream during flood season would build the delta back up again before the dam was constructed. However, lacking sediments during flood season now, the delta is eroded nearly year round.

Oftentimes some of the most severe environmental implications of a project occur during the construction phase. The case of building a dam is no exception. Many new roads are built which requires the removal of vegetation and topsoil since dams tend to be built in undeveloped regions. The fill used for the dam often comes from the local area, in an effort to reduce transportation costs. The local impact becomes quite severe because of combining quarries with new roads and dam construction. Usually, environmental protection guidelines are followed during the construction phase to limit damage to the environment, even though damage cannot be completely avoided.

Another often-ignored environmental effect of dam construction is the impact on the microclimate level. Recent research has suggested that man-made lakes in tropical climates tend to reduce convection and thus limit cloud cover. Temperate regions are also impacted with “steam-fog” in the time period before freezing. In addition, depending on the size of the dam created, a moderating effect may be noticed on the local climate. Since water cools and warms slower than land, coastal regions tend to be much more moderate than land-locked regions in terms of temperature. Research has found in Hubei, China, that the Danjiangkou

Reservoir has increased winter temperatures by about one degree Celsius and decreased summer temperatures by the same amount (Biswat, 1981).

Finally, one of the least studied and most disputed physical impacts of dam construction is the possibility of inducing earthquakes. Some scientists believe that seismic activity can be attributed to the creation of dams and their adjacent storage reservoirs. The theory is that added forces of the dam along inactive faults seem to free much stronger orogenic tensions. Early research indicates that the depth of the water column may be more important to inducing earthquakes rather than total volume of water in the reservoir. While more research is needed on this subject several disasters such as the Koyna Dam in India seem to provide some truth to this theory (Biswat, 1981). While these impacts can be quite severe often they do not receive the attention of the biological impacts that people tend to associate more with animals like fish.

1.3 Biological

Animal and plant life are impacted significantly by the dam construction. As mentioned earlier the large scale flooding destroys a large area of habitat for animals and destroys an equally large number of plants. If the region was forested prior to the construction of the dam the timber is harvested before the flooding begins. Reservoirs that in the future will be used for recreation such as boating or fishing tend to be completely cleared of trees. In addition, in very cold climates such as Canada, deterioration of fully submerged trees occurs very slowly – increasing the likelihood that the trees must be removed first (Biswat, 1981). The impact of tree removal is more logging equipment around the dam site which of course increases roads and pollutants into the region.

1.3.1 Flora

Another negative biological impact of dams is the growth of aquatic weeds. Tropical and semi-tropical regions seem to have the largest problem with weed

growth. In Surinam, Lake Brokopondo has become inundated with *Eichhornia crassipes*, which is commonly referred to as water hyacinth. In just four years the water hyacinth has covered more than fifty percent of the reservoir's surface. The impacts of weeds can be significant to water loss. More weeds growing in the reservoir result in a higher rate of evapotranspiration. Also, more water must be released for irrigation purposes to ensure that an adequate supply makes it to the lower reaches of the irrigation channel if there are weeds growing in the channel as well. The weeds will compete with fish for space and nutrients that are already under stress living in an unnatural setting.

Some disease rates such as malaria and schistosomiasis tend to increase as weeds provide a very favorable habitat for mosquitoes and other invertebrates that spread these diseases. How do we contain these problems? The weeds can be controlled, although the task is often very difficult and expensive. In shallow water mechanical or manual clearing is by far the most effective. However, in deeper waters this is not an option and either chemical or biological means must be used to remove the weeds. Chemical herbicides work very well but bring about a whole new set of environmental hazards to organisms, humans and the ecosystem in general. The scariest part about using chemical herbicides is that their overall effect is generally not known until they have caused a problem. Finally, biological controls can be used to combat the weed problem. This involves using fish or other aquatic organisms to eat the weeds (Biswat, 1981). The process of weed control often works best when mixing the three techniques described above. While biological impacts receive a great deal of press and publicity so do the human-environmental impacts of hydroelectric power.

1.3.2 Fauna

Animals tend to get the most attention from the press and public in general when dam projects are proposed. In Africa, before the construction of the Volta Dam, rescue operations began to catch and transport as many animals as possible

to safer areas. Some animals such as elephants, giraffes, and rhinoceroses are so large that this process is quite difficult and expensive. Environmental laws are not international; therefore when unique or rare habitats are involved the hope is that design or location changes can be made to save these habitats, but this does not always occur. The creation of the dam does however create a new larger habitat for some species of fish. For example when the Lake Nasser dam was created fish production increased nearly four- fold (Biswat, 1981). The news for fish during dam construction is far from all good, though.

For some kinds of fish the building of a dam makes completing their life cycle nearly impossible. Anadromous fish, such as salmon, are hatched upstream in a freshwater environment but spend their adult lives at sea in the salt water. The eel, a kind of fish classified as catadromous, is hatched at sea but spends much of its adult life in freshwater streams (Biswas 1981). Since these fish rely on streams and rivers to get to and from different environments, creating a dam makes a large roadblock for these animals to overcome. This is especially true in the Pacific Northwest in the United States. Without features such as fish ladders these fish would die off. However, even the fish ladders do not work perfectly and many fish die due to the dams.

There are a number of measures that can be taken to help minimize fish mortality at hydroelectric power plants. The most obvious step is to lower the number of fish that pass through the turbine. This can be accomplished by using better screens to capture the fish or establishing diversion passageways. A more complicated and emerging technology involves making “fish-friendly” turbines.

It is thought that gap sizes, runner-blade angles, wicket gate openings, overhang, and flow patterns are the components that most lead to fish injury. Pelton turbines, which are small turbines designed for high head installations cause nearly complete mortality of fish passing through. Kaplan, Francis, and Bulb turbines tend to be safer for small fish with mortality rates of only about thirty percent. These types of turbines have much larger areas of water passage. Kaplan

turbines are thought to be the most fish-friendly of the conventional turbines. These turbines are used on the Columbia and Snake Rivers in the Northwestern United States and have a low mortality rate of just twelve percent. Scientists and engineers hope to work together to make changes to the design of turbines to ensure fish safety. Research is showing that reducing gaps might help fish pass through turbines safely. By reducing the gaps there should be less shear stress and grinding. However, it should be noted that all of this research is too preliminary to be positively sure. Scientists are researching whether the route of passage through a turbine has any impact on survival rates. However, at this point the data is mixed and no definite conclusions can be reached (Cada, 2001).

1.3.3 Humans

Often the most discussed topic of building a new hydroelectric power plant is the dislocation of large numbers of people. In China, for example, the Three Gorges Dam Project will force the dislocation of over one million Chinese people (China Online, 2000). While relocating may not seem problematic, consider the fact that many of these people come from small villages where different cultural values and beliefs are held and all of the sudden these villages are merged together in a new setting. Residents are forced to leave behind all their ancestral roots. This is especially troublesome in Africa where people have to leave behind gods, shrines, and graves of their ancestors, all of which are very important to the local culture (Biswat, 1981).

The human-environment is also positively impacted by such large-scale projects with flood control. A significant reason why the Three Gorges Dam was not stopped despite the environmental hazards was the benefits to those living downstream. The Chinese government claimed that over 15 million lives would be saved downstream with flood control measures being put in place (China Online, 2000). Some proponents of hydroelectricity have pushed the issue of increased recreation as a benefit to society. It is true that by turning a river into a lake a park can be built around the dam for campers, boaters and whoever else wants to use the

lake. However, this may not be as beneficial as it seems in the United States. The United States already has a plentiful supply of lakes to use for recreational purposes but has few remaining rivers free of obstruction and still able to flow freely (Thorndike, 1976). Therefore, the recreational argument in favor of hydroelectric power is not very useful as many nearby residents will not want to see a free flowing river stopped in favor of a large reservoir.

While most of the environmental benefits to hydroelectric power are disputed, one is not. Hydroelectric power emits no air pollutants. A combined two billion tons of carbon dioxide are not emitted by burning fossil fuels thanks to hydroelectric power plants across the world.(Understanding Energy, 2003) While the environmental impacts of hydroelectric power are very far reaching and in some cases severe, they do not always receive the same amount of attention as the economic impacts. In the end, economics more often than not is the reason for the success or failure of a proposed project.

2. ECONOMIC ASPECTS OF HYDROPOWER

Economics is a branch of science concerning the distribution, production, and consumption of services and goods. Economics focuses on the financial aspects of a society on local, regional, and global scales. We need to learn about the economic structure and its function in order to fully understand (on a global scale) trade relations between countries, why and how (on a regional scale) a society works, and why (on a local scale) a business or factory fails or succeeds.

Thus when considering the construction of a hydropower plant in Pennsylvania it is necessary to have a basic understanding of the economics involved in building such a plant and how it would affect a local community economically. We also must consider the global economics of such a renewable energy source as hydroelectric. The global and local economics of hydropower will be explained throughout this analysis. The figures and statistics included in several surveys analyzed are too exhaustive and detailed to include in a regional economic analysis; thus we will examine the areas in which costs are high or low, without providing too many monetary examples.

2.1 Global Hydropower Economics

On a global scale, the majority of consumed energy is derived from oil. All forms of (other) energy sources are affected by oil prices; when oil prices are low, the demand for alternative energy is low. When oil prices are high, people turn towards alternative energy sources and are more likely to decrease their consumption of oil. This thesis was tested in the 1970s when the oil embargo was in place. Such energy forms as solar, wind, hydro, and nuclear increased in use; more plants were built, and a greater demand was placed on these renewables. This is a very important factor in considering globalization and the relations of countries. When the United States has a large dependence upon oil producing countries such as Venezuela, Kuwait, and Iraq, we are at the mercy of these countries' roller-coaster economies that fluctuate from day to day and remain unstable. The more dependent we are on a sole country the more vulnerable we

become. Now, not only are we concerned with deriving energy resources from these countries, we are fully invested in assuring the stability of the economies, which requires enormous financial contributions on our part.

A national/regional economic factor which must be considered in the proposal of a hydroelectric plant is the effect on the Gross Domestic Product (GDP) of a country with consideration to the years of plant operation. The U.S. Commerce Department calculates GDP as a measure of total output of goods and services within the country based on the following items:

- Personal consumption
- Government expenditures
- Private investment
- Inventory growth
- Trade balance

The GDP is calculated using a "chain-weighted" method. As deregulation increases business activity, relative prices for goods change quickly and dramatically. The "chain" system also recognizes that output for computers, telecommunications equipment and health services is growing much faster than other parts of the economy. The "chain" method forces the government to recalibrate the relative prices of these goods - and their relative importance to the economy - every year (USA Today).

A current thorough economic analysis of nationwide hydroelectric plant potential in the United States is available through a joint program between the U.S. DOE Office of Energy Efficiency & Renewable Energy, the Energy Information Administration, and The Idaho National Engineering and Environmental Laboratory. Using data across the United States, power plant sites were analyzed and assessed for economic cost and input to an area.

2.2 Local Hydropower Economics

When contemplating the local economics of a hydro plant, several things must be kept in mind: development, operating, and maintenance costs, and electricity generation. When evaluating a site, one must first consider whether it is already developed or not. If a dam does not exist, several imperative things to consider are: land/land rights, structures and improvements, equipment, reservoirs, dams, waterways, roads, railroads, and bridges. In an already developed area the only developmental costs that require consideration are structures, improvements, and equipment. Development costs may include factors for creating recreation, preserving historical and archeological sites, maintaining water quality, and lastly (but certainly not least) protecting fish and wildlife. Several graphical representations are available to demonstrate the increased costs associated with undeveloped sites. Operation and maintenance costs are considerably more exhaustive. They include water for power, hydraulic expenses, electric expenses, and rents.

2.3 Flat Rock Dam Economics

The site chosen for our current project is the Flat Rock Dam located in Philadelphia County Pennsylvania on the Schuylkill River, shown at right. This site is complete with a pre-existing dam; however, no electric generating power is present at the moment. In order to update the design and make amendments, we must understand the environment surrounding the area, as well as the economics of the process of maintaining the dam, distributing power, and providing employment opportunities. It is of interest to note that the town of Manayunk where the Flat Rock Dam is located was previously called "Flat Rock," coined in 1810 because of an area of flat rocks in the Schuylkill River. Since its birth, the town has maintained its livelihood around the River as a means of travel and trade. By 1819, the completion of the Flat Rock Dam, had aided much in Manayunk's prosperity and communication. Flat Rock Dam facilitated a difficult section of the Schuylkill River where "Rummell's Falls" was and had previously only been navigable when waters were high. It was in 1819 when the mills of Manayunk really started being

built in large numbers and immigrants (mostly from England) began operating the mills. From an early time, the dam was a major leader in contributing to prosperity in Manayunk. Obviously jobs in conjunction or related to the dam were plentiful during the height of river travel and commerce. Lock operators, millers, and canalsmen were important occupations within the community.

In order to evaluate this site for a hydroelectric power plant, we must consider the fact that there is a pre-existing dam, the ownership of the dam (land use rights) and how much it will cost to modify and maintain the dam (covered in the site construction analysis). BAMR (The Pennsylvania Department of Environmental Protection's Bureau of Abandoned Mines Reclamation) has full ownership to the Flat Rock Dam. However, Lower Merion Township maintains a boat launch and picnic area that provides recreational access to the pool and dam. There is currently some controversy surrounding the use of powerboats in the pool area.

The debate surrounding the economics and environment of the dam provides us with the question of "Should the dam be used for maximum potential, or be maintained as is?" The dam has historically provided a means of livelihood; however, what is its future potential? The Flat Rock Dam was destroyed previously in a flood and rebuilt; the costs that accrued with rebuilding were substantial. Were they unnecessary? The dam is currently not providing any means of power to the residents of Manayunk. Historically it proved to be an invaluable asset to the community. When considering extensive technological improvements, the provision of power would not be of high interest to the citizens of Manayunk who now receive their power from Philadelphia based electric providers. Though the Flat Rock Dam is a historically important site, many environmental problems mentioned above have contributed to the idea that it should be removed. Alternatively, if the dam was not removed but rather upgraded and built upon as an energy provider for the community, what would it look like and what would the details involve? We will turn to these questions in the remaining section.

3. BUILDING A HYDROPOWER PLANT

The task for this project now turns to developing a site for a proposed hydropower plant. With the environmental and economic knowledge gained above, a suitable location was found that will satisfy the numerous variables in designing a power plant. Now we will review our choice of the Flat Rock Dam site for engineering considerations. One factor that must be kept in mind is that the location will need to be geologically sound; the underlying rock formations must have the capability to hold the weight of a dam.

The surrounding area must also be able to hold the water behind the dam in a manner that will not extensively damage the surrounding area scenically or physically. This is a major concern that must be addressed since most of Pennsylvania's rivers have been developed.

The daily routines of the general public require a fluctuating need for power, with the most electricity used during 'peak demand' times. Meeting peak demand is one issue that has been addressed by electricity providers with generally the same response. Most producers of electricity in the United States use natural gas-fired power plants to quickly meet the surge; however, combustion of natural gas produces numerous gasses that pollute the environment. Using water instead of natural gas to meet this demand decreases reliance on non-renewable fuel and does not produce volatile organic compounds, SO_x or NO_x emissions.

The United States Department of Energy subcontracts the Idaho National Engineering and Environmental Laboratory (INEEL) to study hydropower throughout the country. Information on all possible sites in each state has been compiled and listed with numerous site variables taken into consideration when determining available power at each location. In Pennsylvania, major rivers available for damming include the Allegheny, Beaver, Delaware, Monongahela, Ohio, and Susquehanna. **Figure 34**, below, summarizes the power available in each river.

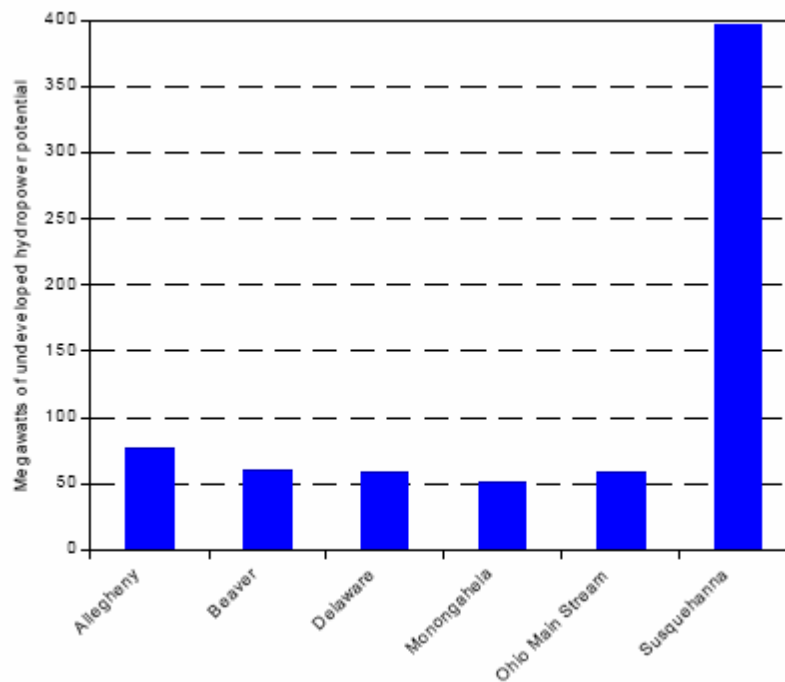


Figure 34 - Potential power in Pennsylvania rivers (Conner, 1997)

INEEL provides a detailed listing of sites on each river available for power generation. The Flat Rock Dam in Manayunk, PA proved to be a solid match with the environmental factors described below. (Flat Rock Dam Information).

3.1 Consideration Factors

The Flat Rock Dam site was chosen based on the characteristics from the INEEL database. These nineteen points are detailed in Table 1, below, and provide a solid argument for developing hydropower in Manayunk. Sustainability Factors range from a low of 0.1 to 0.9, with 0.9 having the least impact on land and being the most likely for development.

Table 45 - INEEL PESF (INEEL)

Project Environmental Sustainability Factors	
Wild/Scenic Protection	0.9
Wild/Scenic Tributary or Upstream/ Downstream Wild/Senic Location	0.9
Threatened/Endangered Fish	0.9
Cultural Value	0.9

Fish Presence Value	0.9
Geologic Value	0.9
Historic Value	0.9
Other Value	0.9
Recreation Value	0.75
Scenic Value	0.9
Wildlife Value	0.9
Threatened/Endangered Wildlife	0.9
Federal Land Code 103	0.9
Federal Land Code 104	0.9
Federal Land Code 105	0.9
Federal Land Code 106	0.9
Federal Land Code 107	0.9
Federal Land Code 108	0.9
Federal Land Code 198	0.9

The Manayunk location in Southeastern PA remains an ideal candidate for construction of a hydropower dam. Effects of building the generating station near the dam are minimal; environmental impacts are especially low. Actually constructing this facility will require precise knowledge of the site and dam dimensions.

3.2 Construction

When designing a hydroelectric power plant a number of elements and equipment need to be taken into consideration. Dam size, retention basin size and depth, inlet valves, weir and control gates, penstock length and diameter, turbines, generators, transformers and excitation equipment, and efficiency all have to be examined. Elevation or head and stream flow have to be established as well. In our case we can achieve a maximum drop of 21 feet or 6.4 meters and have an average stream flow of 9070 cubic feet per second or 256.83 cubic meters per second.

According to the INEEL hydropower resource database we can achieve 2500kW of electric power. Using this information we can find out how much of the flow we need to achieve 2500kW. The following is the calculation:

Table 46 - formula

Power equation: $P=eHQg$	Solve for Q:
P=electric power output in KW	$2500=(0.81*6.4*Q*9.81)$
e=efficiency (.81 for small scale hydroplants)	$Q=49.15 \text{ m}^3/\text{s}$
H=Head in meters	% of flow used: $49.15/256.83=19\%$
Q=design flow, m^3/s	
g=gravitational constant, 9.81m/s^2	

According to the calculation we will only need to divert 19% of the stream flow to create the needed amount of electricity. We will not divert much more than the needed 19% as to not take away from the aesthetics of the dam and the rushing water. As this is a highly recreational area, we do not want to greatly disturb the environment.

3.3 Plant Specifications

The next task is actually choosing the specifications for the plant. The main dam is already in place, as we chose a site with a pre-existing dam. However, in the spot where our power plant will sit, there will be a head of 21 feet. The dam is an integral part of the power plant. It is what controls the water; by damming up the water, the amount of water used to create power can be determined. When building a power plant from the ground up, the building of the dam would be the first step. Building a dam requires much research, approval, time, and money. The geology of the area must be taken into account (as was mentioned previously) so to avoid collapse due to geologic activity such as earthquakes. The size of the retention basin, or where the water sits behind the dam, must also be considered. Flow rate of the river and sediment load must also be determined in order to establish an estimate on the dam lifetime. If the river carries a large sediment load, sediment will build up behind the dam more quickly than if there is less of a load.

There are also mitigation techniques for removing sediment that can be considered for the project to lengthen lifetime. The dam also must go through an extensive approval and permit process. The Federal Energy Regulatory Commission is the main government body that provides the license for such a project as a hydroelectric power plant. Building dams and power plants takes a lot of time and money as well. There is always the chance of holdups and delays and sometimes projects can even run out of money. By choosing a site with an existing dam, all that needs to be done is some modifications – a choice that will require a lot less time and money (Woodward).

Upon approval and completion of the dam the actual power plant needs to be built and each component fashioned. The following picture is a schematic of a power plant and all of its component parts.

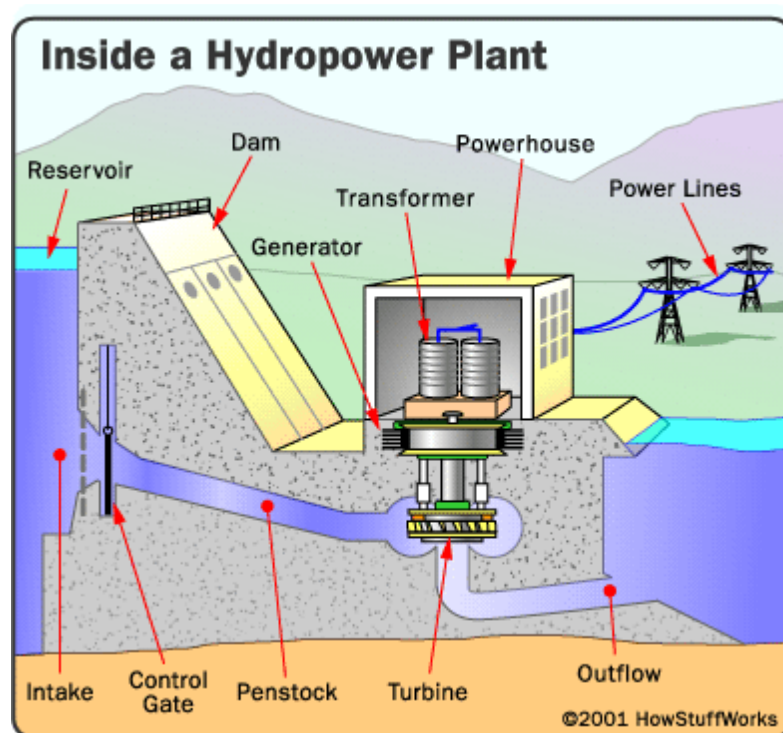


Figure 35 – Hydropower plant

3.3.1 Intake

The intake is the entrance to the system for the water. The inlet valves and control gate control how much water is going to enter the system. There are a number of different inlet valve designs. Three types that TOSHIBA Company of

Japan offers are spherical or rotary, butterfly, and thruflow. GE Power Systems offers butterfly and rotary designs, as well as 6 others. We chose a thruflow (pictured left) as it has less head loss and leakage than the butterfly or rotary (pictured right) designs (GE Power Systems and TOSHIBA).



Figure 36 - valve designs

The next step is the intake weir and where the water will enter the power plant. The weir also is responsible for diverting the water. It also must help keep solid material from entering the system. Three examples of intakes are the side intake without weir, side intake with weir, and bottom intake. A side intake without a weir is relatively cheap requiring no complex machinery, but asks for regular maintenance and repairs. At low flows very little water will be diverted so this type of intake is not suitable for rivers with great fluctuations in flow. The side intake with weir is a set-up in which the weir can be partially or completely submerged in the water. This design requires little maintenance but low flow cannot be diverted properly. The weir is completely submerged in the third design, the bottom intake. It is very useful with fluctuating flows and allows excess water to pass over the weir. With our location and dam we would use the side intake with weir design. It allows us the most flexibility and will be the most effective and economic (Micro Hydropower Basics).

3.3.2 Penstock

The Penstock is a tunnel that carries the water from the intake to the turbines. There are a number of factors to consider when deciding which material to use in the building of the penstock. They are: surface roughness, design pressure, method of jointing, weight and ease of installation, accessibility of the site, terrain, soil type, design life and maintenance, weather conditions, availability, relative cost,

and likelihood of structural damage. When considering soil type, you have to choose a material that will not be degraded or eroded by the surrounding soil. Economically speaking, the penstock can account for up to 40% of total cost of the plant. This is why efficient planning is critical (Micro Hydropower Basics).

3.3.3 Turbines

Once the water flows down the penstock, it passes and turns the turbines. There are a number of different models of turbines depending on which company the turbine is purchased from. However, there are common designs. Two different types of turbines are impulse and reaction turbines. Impulse turbines include Pelton, Turgo, cross-flow, and multi jet Pelton designs. Reaction turbines include the Francis, propeller, and Kaplan turbines. There are different designs specified for different head values. High head requires either a Pelton or Turgo, medium head calls for cross-flow, multi-jet, or Francis, and low head requires cross-flow, propeller, or Kaplan. In our situation, we have medium head so the cross-flow is going to be the best design for us. Also, the cross-flow has to be horizontal and that will work the best with our set up. “Also called a Michell-Banki turbine a cross-flow turbine has a drum-shaped runner consisting of two parallel discs connected together near their rims by a series of curved blades. A crossflow turbine always has its runner shaft horizontal (unlike Pelton and Turgo turbines which can have either horizontal or vertical shaft orientation)” (Micro Hydropower). A specific type of cross-flow turbine is the Ossberger. It has an efficiency of up to 86%. It can operate in head ranges of 1-200m and with water flows of 0.025-13 cubic meters per second.

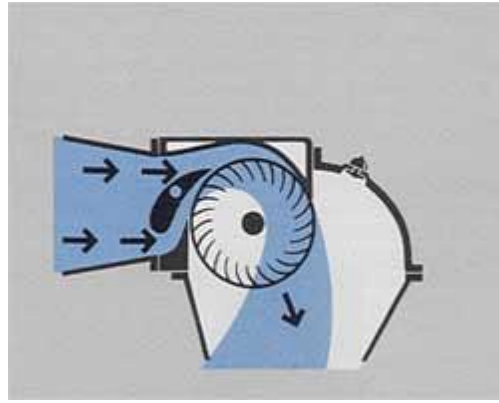


Figure 37 - turbine

Due to these specifications, we will need to use four turbines at our location to generate the maximum amount of power. Ossberger turbines are relatively slow moving at 20-80 revolutions per minute. “The Ossberger turbine is a radial and partial admission free stream turbine. From its specific speed it is classified as a slow speed turbine. The guide vanes impart a rectangular cross-section to the water jet. It flows through the blade ring of the cylindrical rotor, first from the outside inward, then after passing through the inside of the rotor from the inside outward. Where the water supply requires, the Ossberger is built as a multi-cell turbine. The normal division in this case is 1:2. The small cell utilizes small and the big cell medium water flow. With this breakdown, any water flow from 1/6 to 1/1 admission is processed with optimum efficiency. This explains why Ossberger turbines utilize greatly fluctuating water supplies with particular efficiency” (Ossberger).

3.3.4 Generators, Transformers, and Electricity Production

Water flows through the turbine to turn it and its shaft to create mechanical energy that is transformed into electrical energy by the generators and transformers. Depending on the company purchased from, there are a number of different models of generators. Two main designs are the vertical or horizontal arrangements (TOSHIBA). There are four major components to the generator; they are the shaft, exciter, rotor, and stator. The water turns the turbine, which turns the shaft and causes the exciter to send an electrical current to the rotor. The rotor is

comprised of a series of large electromagnets that spin inside the stator, which is a tightly wound coil of copper wire. This process creates a magnetic field, which creates an alternating current, AC, by the moving of electrons. The transformer then converts the AC to a higher voltage current. The generator and transformer sit in what is known as the powerhouse. This is the main building of the hydropower plant. From the powerhouse there are four main wires that leave. There are three for the three phases of produced power and a ground wire common to the other three. These power lines are connected to the regional power grid (How Stuff Works, inc). The last component to the system is the tailrace. The tailrace is simply the pipelines that carry the water back out to the river.

3.3.5 Development Configuration

The diagram on the right shows some development configurations that the river and canal with the powerhouse can have. Based on how the dam and canal look in our scheme, design b, the extended fall canal, looks to be the best option. This design allows us to best utilize our given area.

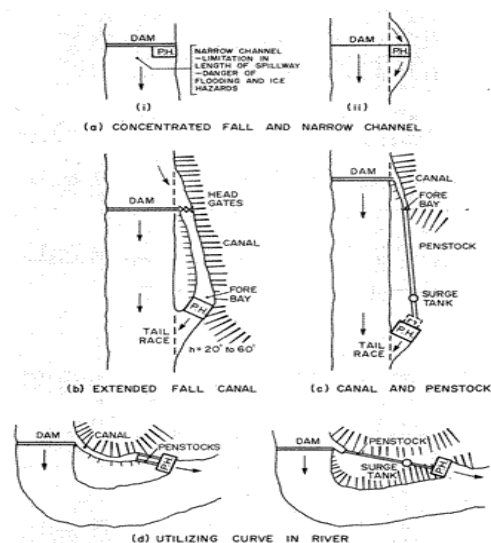


Figure 38 - Development Configuration

CONCLUSION

After investigating the various impacts of a hydroelectric plant, we were able to determine the feasibility of implementing a hydroelectric plant at the Flat Rock Dam. Since most environmental concerns stem from construction of the dam, this location would not be greatly affected by the installation of a hydropower generating facility. Also, taking into the consideration that this is a highly scenic site of recreational value, we will only partially disrupt the volume of water over the dam, using about 19 percent of the flow. Most environmental concerns are mitigated by the fact that the area is already partially developed for a project such as this.

Economically speaking, this project would benefit the community by providing energy as well as employment opportunities. Construction costs are relatively low, especially when compared to the high price of building a new dam. Because the residents of Manayunk will benefit, any economic costs incurred by the building of a hydropower plant are justified.

Based on the environmental and economic considerations discussed, Flat Rock Dam would be a promising potential site for a hydropower plant. It would be classified as a small hydro project generating 2.5 MW of electricity. All materials involved in the construction would be readily available. There are many companies that service small hydropower plant projects and component parts would be easily accessible. Overall, the Flat Rock Dam site appears to be a good candidate for a hydropower plant due to its environmental, economical, and engineering feasibility. Through our research we have seen numerous applications of hydroelectric power from large scale projects to those on a smaller scale. From international power generating stations to a potential local opportunity, we have realized the vast opportunities of this natural resource.

Приложение Б

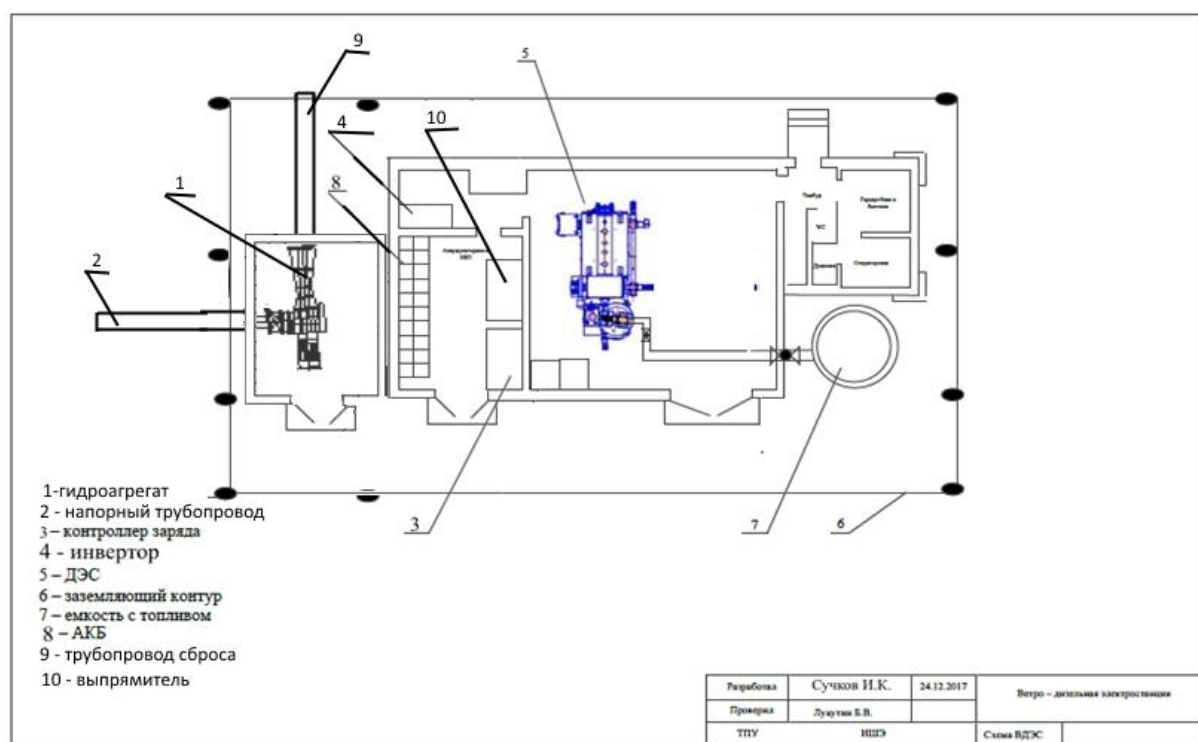


Рисунок 39 - генеральный план здания микроГЭС

Приложение В

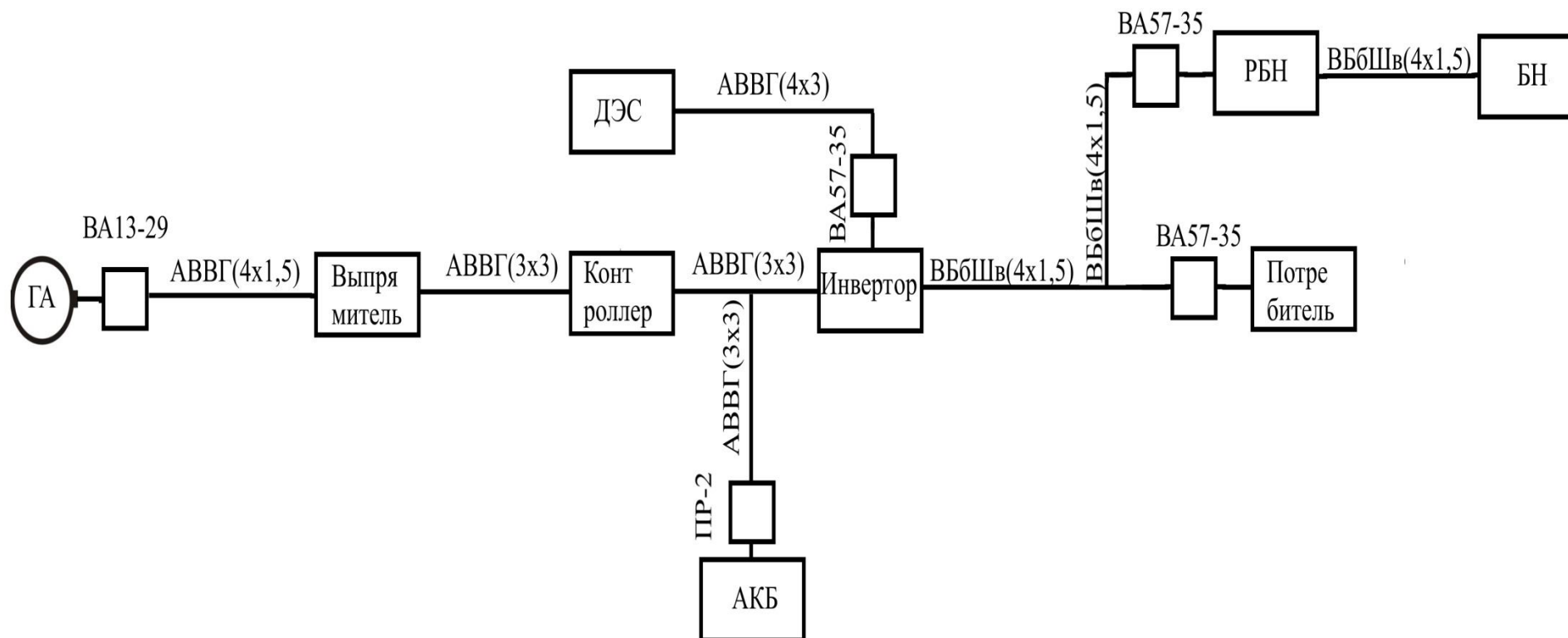


Рисунок 40 – Схема электроснабжения